



Universidad
Carlos III de Madrid

UNIVERSIDAD CARLOS III DE MADRID
Escuela Politécnica Superior

Departamento de Tecnología Electrónica



**ANÁLISIS DE SISTEMA DE
AUTOCONSUMO HÍBRIDO AUTÓNOMO
FOTOVOLTAICO**

Trabajo fin de grado

TITULACIÓN: Grado en Ingeniería Eléctrica

AUTOR: Raquel Cadenas Heras

TUTOR: Vicente Salas Merino

Leganés, Febrero 2014.



Universidad
Carlos III de Madrid



AGRADECIMIENTOS

Me gustaría expresar mi agradecimiento a todas las personas que me han apoyado durante estos años y me han ayudado a que este sueño se haga realidad.

Agradecer a Vicente Salas, mi tutor de proyecto, su confianza durante el desarrollo del mismo, y su disposición a ayudarme en todo momento.

Gracias a todos los profesores que he tenido durante estos años, por enseñarme tantos valores como estudiante y como persona.

Miles de gracias a mis abuelos, a mis padres y a mis hermanos y mi cuñada, porque sin ellos no sería quién soy hoy, por darme todo cada día, tanto cariño incondicional y tanta fuerza.

Gracias a Jesús, por su incondicional apoyo, su ayuda, su fuerza y su ánimo para seguir adelante. Por ser el que me hace sonreír y ser feliz, por quererme tanto.

A Mónica, por ser mi amiga desde el primer día de universidad, por ayudarme en todo, por su apoyo y su ternura. Por ser más que una amiga.

Gracias a Samuel, compañero y sobretodo amigo, por su ayuda y su comprensión, por estar siempre ahí.

A Sara por ser mi amiga desde siempre, por estar en todo momento, por su locura y cariño, por ser un gran apoyo.

A mis amigos más especiales, Juan Diego, Debora, Juan, Lourdes, David y Raquel.

En definitiva, a todos los compañeros que han ido pasando estos años de universidad con los que he compartido buenos y malos momentos.

Y a todas aquellas personas que me olvido nombrar, familiares y amigos, pero que también han sido y son importantes en mi vida.



ÍNDICE

1. Objetivos.....	8
1.1 Estructura de la memoria	9
2. Introducción	11
2.1 Energía solar.....	12
2.2 Energía solar fotovoltaica	13
2.2.1 Energía solar fotovoltaica en España	13
2.3. Aplicaciones fotovoltaicas y segmentos de mercado.....	14
2.4. Capacidad global instalada	15
2.5. La evolución del mercado.....	16
2.6. Un mercado que cambia rápidamente.....	18
2.7. Desarrollo de Mercados Fuera de la red	19
2.8. Desarrollo fotovoltaico.....	21
2.9. Europa	23
2.9.1. Unión Europea	23
2.9.2. España.....	24
2.9.2.1. Regulación de precios de la electricidad.	24
2.9.2.2. Comentarios.....	24
2.10. Marco de políticas.	25
2.10.1. Impulsores del mercado en 2012	25
2.11. Conclusión - Desafíos para el futuro.....	26
3. Sistemas fotovoltaicos	29
3.1 Componentes de los sistemas fotovoltaicos	31
3.1.1 Célula solar	31
3.1.1.2. Módulos o placas solares fotovoltaicas.....	32
3.1.1.3. Conjunto fotovoltaico	33
3.1.2 Resto del sistema	33
3.1.2.1. Baterías o acumuladores	33
3.1.2.2. Regulador de carga.....	36
3.1.2.3. Inversor	39



Índice.

3.2 Tipos de sistemas fotovoltaicos.....	40
3.2.1 Sistemas aislados	40
3.2.2 Sistemas conectados a red	41
3.2.3 Sistemas híbridos.....	41
3.2.3.1. Tipos de sistemas híbridos	41
3.2.3.2. Sistemas híbridos fotovoltaicos.....	42
3.2.3.3. Clasificaciones.....	42
3.2.3.4. Configuraciones.....	45
3.2.3.5. Diferencias entre conexión de tipo Corriente Continua y de Corriente Alterna.	48
3.3. Normativa sistemas fotovoltaicos.	49
3.3.1.- Protección contra sobretensiones	49
3.3.2.- Características de la interfaz de conexión a red Eléctrica.	50
3.3.3.- Equipos de protección de sistemas fotovoltaicos y Seguridad del personal.	50
3.3.4.-Normas de instalaciones solares.....	50
3.3.5.-Normas genéricas.....	51
4. Inversor fotovoltaico.....	52
4.1 Características generales de un inversor	53
4.2 Clasificación de inversores.....	54
4.2.1 Según la aplicación	54
4.2.2 Según la forma de onda	55
4.2.3 Otras clasificaciones existentes.....	56
4.3. Configuraciones de los inversores.....	56
4.4. Inversores en aplicaciones fotovoltaicas.	57
4.5. Características de operación.....	58
4.5.1. Otras características a examinar.....	59
4.6. Inversores en la actualidad.....	61
4.7. Inversores fotovoltaicos autónomos.	61
4.7. Rendimiento.....	63
4.8. Inversor Fronius IG Plus.....	64



Índice.

4.9. Normativa del inversor.	64
4.9.1. Normativa general.	64
4.9.2. Normativa aplicable a los inversores.	65
5. Descripción de los elementos utilizados.....	66
5.1 Localización	68
5.2 Elementos del sistema híbrido	69
5.2.1 Generador fotovoltaico	69
5.2.1.2 Campo fotovoltaico	69
5.2.2 Inversor	70
5.2.3 Inversor / cargador	73
5.2.3.1. Tipos de inversor / cargador	74
5.2.3.2. Funciones.	75
5.2.4 Baterías.....	76
5.2.4.1. Normativa de las baterías.....	76
5.2.5 Generador diesel.....	78
6. Análisis de los resultados experimentales.....	80
6.1 Análisis de los datos.....	81
6.1.1 Fecha: 9 de Julio de 2013	82
6.1.2 Fecha: 12 de Julio de 2013	93
6.1.3 Fecha: 14 de Julio de 2013	104
7. Conclusiones	115
8. Referencias.....	117
8.1 Artículos y libros	118
8.2 Páginas web.....	118
8.3 Otros trabajos fin de grado	119
9. Anexo	120
9.1. Características módulos fotovoltaicos LDK 235 P	121



Índice.

9.2. Características inversor Fronius IG Plus 150 V – 3	123
9.3. Características baterías	126
9.4. Inversor/cargador Studer XTH- 8000-48.....	129

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Evolución de la capacidad acumulativa de energía fotovoltaica (MW)	15
Figura 2.2: Evolución anual de las instalaciones de energía fotovoltaica (MW).....	16
Figura 2.3: El mercado mundial fotovoltaico en el 2012	17
Figura 2.4: Capacidades acumuladas en 2012	17
Figura 2.5: Parte de la instalación conectada a la red y fuera de la red	20
Figura 2.6: Evolución de la segmentación del mercado fotovoltaico conectado a red .	21
Figura 2.7: Instalaciones de energía fotovoltaica centralizada y descentralizada por región en 2012.....	22
Figura 2.8: Cuota de mercado de energía fotovoltaica por región 2000-2012.	22
Figura 2.9: Incentivos del mercado en el año 2012.....	25
Figura 2.10: Incentivos del mercado históricos.	26
Figura 3.1. Imagen de una célula fotovoltaica.	31
Figura 3.2: Ejemplo de módulo fotovoltaico	32
Figura 3.3: Ejemplo de baterías asociadas en serie.....	34
Figura 3.4: Ejemplo de baterías asociadas en paralelo.....	34
Figura 3.5. Ejemplo de regulador de carga fotovoltaico.	37
Figura 3.6. Esquema de una instalación en DC coupling.	43
Figura 3.7. Esquema de una instalación en AC coupling	44
Figura 3.8. Esquema de una instalación mixta.....	45
Figura 3.9. Esquema general de nuestra instalación.....	45
Figura 3.10. Esquema de nuestra instalación para un día soleado y con una conexión a la línea de red normal	46
Figura 3.11. Esquema de nuestra instalación para un día nublado y con una conexión a la línea de red normal	46



Índice.

Figura 3.12. Esquema de nuestra instalación para un día soleado y con una conexión a la línea de red fallida.....	47
Figura 3.13. Esquema de nuestra instalación para un día nublado y con una conexión a la línea de red fallida.....	48
Figura 4.1: Formas de onda.....	55
Figura 4.2. Imagen de inversor Fronius IG Plus.....	64
Figura 5.1: Esquema gráfico de la instalación.....	67
Figura 5.2. Imagen de los componentes del sistema	68
Figura 5.3. Imagen de inversor / cargador Studer XTH-8000.....	74
Figura 5.4: Esquema gráfico del cargador	75
Figura 5.5: Esquema gráfico del inversor aislado.....	75
Figura 5.6: Características de baterías OPzS.	77
Figura 5.7: Características norma IEC 896-1.	78
Figura 5.8: Imagen de un generador.....	79
Figura 6.1: Irradiancia (W/m ²) vs Hora Local (hh:mm) del 9 de Julio de 2013	82
Figura 6.2: Potencia total consumida (kW) y Potencia total generada (kW) vs Hora Local (hh:mm) del 9 de Julio de 2013	83
Figura 6.3: Evolución de la corriente del consumo (A) y de la corriente de las baterías (A) del 9 de Julio de 2013.....	84
Figura 6.4: Evolución de la tensión (V) y de la corriente (A) de las baterías del 9 de Julio de 2013	85
Figura 6.5: Evolución de la frecuencia (Hz) respecto de la hora local del 9 de Julio de 2013	86
Figura 6.6: Potencia activa consumida (W) el 9 de Julio de 2013.	87
Figura 6.7: Potencia activa generada (W) el 9 de Julio de 2013.	88
Figura 6.8: Potencia reactiva consumida (VAr) el 9 de Julio de 2013.....	89
Figura 6.9: Potencia reactiva generada (VAr) el 9 de Julio de 2013.....	90
Figura 6.10: Potencia aparente consumida (VA) el 9 de Julio de 2013.	91
Figura 6.11: Potencia aparente generada (VA) el 9 de Julio de 2013.	92
Figura 6.12: Irradiancia (W/m ²) vs Hora Local (hh:mm) del 12 de Julio de 2013	93
Figura 6.13: Potencia total consumida (kW) y Potencia total generada (kW) vs Hora Local (hh:mm) del 12 de Julio de 2013	94



Índice.

Figura 6.14: Evolución de la corriente del consumo (A) y de la corriente de las baterías (A) del 12 de Julio de 2013	95
Figura 6.15: Evolución de la tensión (V) y de la corriente (A) de las baterías del 12 de Julio de 2013	96
Figura 6.16: Evolución de la frecuencia (Hz) respecto de la hora local del 12 de Julio de 2013.....	97
Figura 6.17: Potencia activa consumida (W) el 12 de Julio de 2013.	98
Figura 6.18: Potencia activa generada (W) el 12 de Julio de 2013.....	99
Figura 6.19: Potencia reactiva consumida (VAr) el 12 de Julio de 2013.....	100
Figura 6.20: Potencia reactiva generada (VAr) el 12 de Julio de 2013.....	101
Figura 6.21: Potencia aparente consumida (VA) el 12 de Julio de 2013.	102
Figura 6.22: Potencia aparente generada (VA) el 12 de Julio de 2013.	103
Figura 6.23: Irradiancia (W/m ²) vs Hora Local (hh:mm) del 14 de Julio de 2013	104
Figura 6.24: Potencia total consumida (kW) y Potencia total generada (kW) vs Hora Local (hh:mm) del 14 de Julio de 2013	105
Figura 6.25: Evolución de la corriente del consumo (A) y de la corriente de las baterías (A) del 14 de Julio de 2013	106
Figura 6.26: Evolución de la tensión (V) y de la corriente (A) de las baterías del 14 de Julio de 2013	107
Figura 6.27: Evolución de la frecuencia (Hz) respecto de la hora local del 14 de Julio de 2013.....	108
Figura 6.28: Potencia activa consumida (W) el 14 de Julio de 2013.	109
Figura 6.29: Potencia activa generada (W) el 14 de Julio de 2013.....	110
Figura 6.30: Potencia reactiva consumida (VAr) el 14 de Julio de 2013.....	111
Figura 6.31: Potencia reactiva generada (VAr) el 14 de Julio de 2013.....	112
Figura 6.32: Potencia aparente consumida (VA) el 14 de Julio de 2013.	113
Figura 6.33: Potencia aparente generada (VA) el 14 de Julio de 2013.	114



ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1. Evolución de los diez principales mercados	18
Tabla 2.2: Las veinte principales adiciones más elevadas de capacidad (MW).....	19
Tabla 2.3: Evolución anual de las instalaciones y capacidades totales por región 2010-2012.	21
Tabla 3.1. Ventajas e Inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica	30
Tabla 3.2: Porcentaje que presenta la carga de baterías.	48
Tabla 3.3. Porcentaje que presenta la energía usada directamente y usada desde el almacenamiento.	49
Tabla 5.1. Características eléctricas del campo fotovoltaico	70
Tabla 5.2. Rendimiento del campo fotovoltaico.....	70
Tabla 5.3. Datos de entrada del inversor	71
Tabla 5.4. Datos de salida del inversor	72
Tabla 5.5. Datos generales del inversor.....	72
Tabla 5.7. Equipamiento de seguridad del inversor	72
Tabla 5.8 Datos técnicos del inversor / cargador	74



Capítulo 1:

OBJETIVOS

Capítulo 1: Objetivos.

Capítulo 1: Objetivos.

El objetivo de este proyecto es analizar un sistema de autoconsumo híbrido diesel fotovoltaico en una granja porcina, situado en la provincia de Lérida.

- Analizaremos desde un punto general la importancia y el papel que desempeña, tanto en general como en este sistema, la energía solar fotovoltaica.
- Veremos cómo funcionan los sistemas híbridos y concluiremos el estudio con nuestro sistema concreto, estudiando sus componentes y viendo sus características y ventajas.
- Realizaremos un análisis de dicho sistema mediante el programa informático Origin Pro, en el que utilizaremos unas medidas de caracterización, que se han tomado varios días en dicha granja, durante el mes de Julio. Para ello, se han utilizado sondas de corriente continua y de corriente alterna, dos vatímetros de muy alta precisión, así como una sonda para medir la irradiancia.
- Estudiaremos los datos obtenidos y el funcionamiento de dicho sistema comparando la potencia consumida y la generada, la evolución de la corriente del consumo y la evolución de la corriente de las baterías, también la evolución de la corriente y la tensión de las baterías, frente a la hora local durante las 24 horas del día, para las diferentes fechas.
- Observaremos también cómo evoluciona la irradiancia durante la hora local del día analizado correspondiente.
- Con dicho análisis sacaremos un estudio más detallado del funcionamiento del sistema para distintos días y diferentes franjas horarias.

1.1. Estructura de la memoria.

Este proyecto consta de seis capítulos, a continuación se realiza un breve resumen de cada uno:

- Capítulo 1. Objetivo: finalidad, motivación del proyecto y estructura de la memoria.
- Capítulo 2. Introducción: Descripción para la correcta ubicación del proyecto, en lo que rodea a la energía solar fotovoltaica, definición, aplicaciones y evolución del mercado fotovoltaico.
- Capítulo 3. Sistemas fotovoltaicos: Se muestran los sistemas fotovoltaicos, los tipos y sus componentes principales haciendo mayor hincapié en los sistemas híbridos. También la normativa presente para dichos sistemas.



Capítulo 1: Objetivos.

- Capítulo 4. Inversor fotovoltaico: definición, características y clasificación de los tipos de inversores. Se enumera la normativa correspondiente.
- Capítulo 5. Descripción de los elementos utilizados: se define qué tipo de sistema fotovoltaico hemos utilizado y dónde está localizado. Después se describen detalladamente los elementos utilizados en nuestra instalación.
- Capítulo 6. Análisis de los resultados experimentales: estudio de los datos para tres fechas distintas, comparación de parámetros y realización de gráficas mediante el programa Origin Pro.
- Capítulo 7. Conclusiones: deducciones y resultados del análisis realizado.
- Capítulo 8. Referencias: páginas web, libros, artículos y otros proyectos fin de carrera, consultados para la realización de éste trabajo.
- Capítulo 9. Anexo: características y restricciones de todos los componentes de éste sistema.



Capítulo 2:

INTRODUCCIÓN

Capítulo 2: Introducción.

Capítulo 2: Introducción.

En los últimos años, a causa de la gran demanda energética, sobre todo de origen fósil, se ha provocado un aumento en las emisiones contaminantes a la atmósfera, por tanto se ha elevado el número de problemas medioambientales ocasionados. Esto ha provocado que el uso de energías renovables haya crecido notablemente.

Las empresas dedicadas a la generación de energía desempeñan un papel importante en el desarrollo y aumento de utilización de energías renovables para minimizar la dependencia de combustibles como el petróleo o el carbón. Dichas energías renovables se pueden reutilizar, son limpias, no producen emisiones de gases contaminantes y además son inagotables.

En la actualidad existen diferentes tipos de energías renovables clasificadas según las fuentes naturales a través de las cuales se obtiene la energía requerida. El uso de este tipo de energías se debe a lo necesario que es conseguir soluciones de bajo consumo, poco coste y prestaciones elevadas.

Existen varios tipos de energía renovables, unas de las más destacadas son:

- Energía solar.
- Energía eólica.
- Energía hidráulica.
- Energía termosolar.
- Energía de la biomasa.
- Energía hidroeléctrica.

Dentro de las energías renovables este capítulo se va a centrar en el estudio de la energía solar fotovoltaica, puesto que es la que vamos a estudiar, y la que compone nuestro sistema.

2.1. Energía solar.

La energía solar es un recurso casi universal, limpio e inagotable. En las zonas más pobres del mundo es muy abundante, y en casos de zonas menos soleadas ésta energía también puede ser aprovechada, como es el caso de Alemania, líder mundial en fotovoltaica en cuanto a instalación.

La energía solar es la que se obtiene a través de captar la luz y el calor que emite el Sol. La luz y el calor pueden aprovecharse a través de células fotovoltaicas, y puede ser transformada en energía eléctrica o en energía térmica.

Capítulo 2: Introducción.

Hay que tener en cuenta que la potencia de estas radiaciones solares y la generación de energía varían según la hora, las condiciones climatológicas y la ubicación geográfica.

Dentro de la energía solar cabe destacar que existen varios tipos, entre los que destacan los tres siguientes:

- Energía solar térmica o termosolar, es la que se utiliza directamente, por ejemplo para calentar agua o cocinar elementos de manera directa.
- Energía solar termoeléctrica, es la que genera electricidad mediante un proceso que se produce en dos etapas, primero se convierte en calor y después dicho calor convirtiéndolo en electricidad mediante ciclos termodinámicos. Es la energía que más se utiliza en grandes centrales.
- Energía solar fotovoltaica, es la que transforma la radiación solar directamente en electricidad.

2.2. Energía solar fotovoltaica.

La energía solar fotovoltaica es la transformación de la radiación solar en electricidad. Esta transformación se produce en unos dispositivos denominados células fotovoltaicas. Dichas células pueden combinarse en serie o en paralelo dependiendo si se quiere obtener un aumento de tensión o un aumento de corriente respectivamente. Ésta combinación da lugar a paneles fotovoltaicos.

Aunque el efecto fotovoltaico era conocido desde el siglo XIX, en la década de los 50 fue cuando los paneles fotovoltaicos comenzaron a sufrir cambios y se dio un importante desarrollo tecnológico en ellos.

Una de las principales virtudes de la tecnología fotovoltaica es su aspecto modular, pudiéndose construir desde enormes plantas fotovoltaicas (conjunto de paneles fotovoltaicos) en suelo hasta pequeños paneles para tejados.

2.2.1. Energía solar fotovoltaica en España.

La energía solar fotovoltaica ha alcanzado notable actualidad en Europa y en España. Esto es debido a que ha adquirido un elevado protagonismo en la industria y a la adopción de diferentes medidas que hacen que se produzca un desarrollo importante en el mercado.

Se puede afirmar que España ha aprovechado las oportunidades brindadas por la energía fotovoltaica y ha conseguido permanecer en un mercado global en una posición relevante.

España es en la actualidad uno de los primeros países con más potencia fotovoltaica del mundo, según la Agencia Internacional de la Energía.

Capítulo 2: Introducción.

Ha conseguido ser uno de los principales y más importantes países que suministran módulos fotovoltaicos y ha adoptado el concepto de tarifa especial que recompensa la producción de energía solar fotovoltaica para conseguir activar el mercado; gracias a ello España se ha convertido en una de las localizaciones favoritas para instalar centrales fotovoltaicas.

2.3. Aplicaciones fotovoltaicas y segmentos de mercado.

Hay seis aplicaciones principales para los sistemas de energía fotovoltaica:

- **Sistemas Pico PV:** han experimentado un importante desarrollo en los últimos años, combinando el uso de luces muy eficientes (en su mayoría LED's) con reguladores de carga sofisticados y baterías eficientes. Con un pequeño panel fotovoltaico de sólo unos pocos vatios se pueden proporcionar servicios esenciales, como la iluminación, la carga del teléfono o encender una radio o un pequeño ordenador.
- **Sistemas domésticos fuera de la red:** proveen electricidad a los hogares y las aldeas que no están conectadas a la red eléctrica. Proporcionan energía eléctrica para iluminación, refrigeración y otras cargas de baja potencia. Se han instalado en todo el mundo y son a menudo la tecnología más adecuada para satisfacer las demandas de energía de las comunidades.
- **Instalaciones no domésticas fuera de la red:** fueron la primera aplicación comercial de sistemas fotovoltaicos terrestres. Proporcionan energía para una amplia gama de aplicaciones, como las telecomunicaciones, bombeo de agua, refrigeración de vacunas y ayudas a la navegación. Estas son aplicaciones en las que las pequeñas cantidades de electricidad tienen un valor alto.
- **Los sistemas híbridos:** combinan las ventajas de la energía fotovoltaica y del diesel en mini-redes. Permiten aminorar los aumentos de precios de los combustibles, entregar reducciones de costos de operación, y ofrecen una mayor calidad de servicio que los sistemas tradicionales de generación de una sola fuente. La combinación de tecnologías ofrece nuevas posibilidades.
- **Sistemas fotovoltaicos distribuidos de conexión a red:** se instalan para proporcionar energía a un cliente conectado a la red o directamente a la red eléctrica. Estos sistemas pueden estar dentro o integrados en las instalaciones del cliente, a menudo en el lado de la demanda del contador de electricidad, en los edificios públicos y comerciales, o simplemente en el entorno construido en la autopista de sonido barreras, etc.
- **Sistemas centralizados conectados a la red:** llevan a cabo las funciones de las centrales eléctricas centralizadas. Estos sistemas están montados en suelo normalmente y funciona independientemente de cualquier desarrollo en las inmediaciones.

Capítulo 2: Introducción.

2.4. Capacidad global instalada.

Los países de la Agencia Internacional de la Energía (AIE) representaron 89,3 GW de instalaciones fotovoltaicas, en su mayoría conectadas a la red, a finales de 2012. Ocho países que no forman parte del Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica de la Agencia Internacional de la Energía (PVPS AIE) representan 7 GW adicionales, sobre todo en Europa: República Checa con 2,1 GW instalados, Grecia, con 1,5 GW, y por debajo de la marca GW, Bulgaria, Eslovaquia y Ucrania. En Asia Tailandia y Taiwán representan 600 MW en conjunto. Al lado de estos países, la India ha instalado más de 1,1 GW.

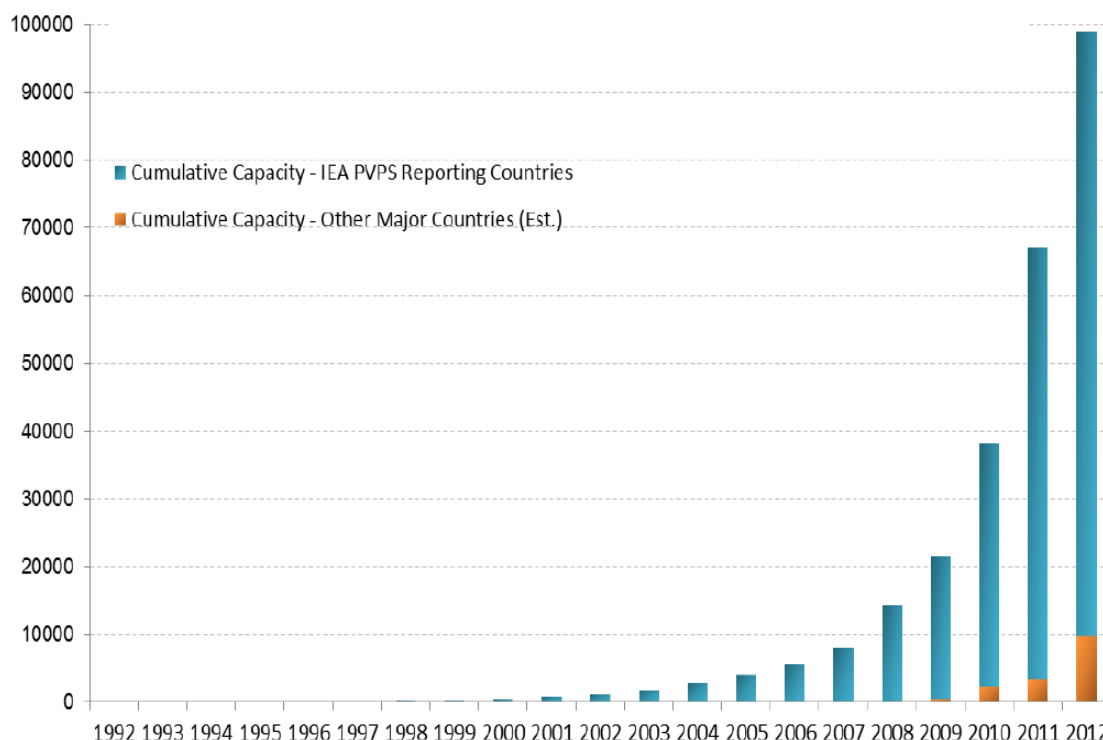


Figura 2.1: Evolución de la capacidad acumulativa de energía fotovoltaica (MW)

En otros países europeos, se han instalado 285 MW hasta el momento y fuera de Europa, la Asociación de la Industria Fotovoltaica Europea cree que se han instalado 2,7 GW adicionales de sistemas fotovoltaicos en los últimos doce años.

Mientras que otros países de todo el mundo han alcanzado distintos niveles de instalaciones fotovoltaicas, el total de éstos sigue siendo difícil de cuantificar con certeza. Algunos podrían argumentar los 100 GW en todo el mundo, pero la evidencia sigue siendo limitada. En la actualidad parece que 96,6 GW representa el mínimo a finales de 2012 con un nivel de la empresa de seguridad. Los 2,7 GW adicionales de capacidad repartidos por todo el mundo aumentaría el total a 99,3 GW, por debajo de la marca de los 100 GW.

Capítulo 2: Introducción.

2.5. La evolución del mercado.

Los países del Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica de la Agencia Internacional de la Energía (PVPS IEA) han instalado 25,3 GW de fotovoltaica, con una capacidad mínima instalada mundial en 2012 de un total de 28,6 GW. Aunque son difíciles de rastrear con un alto grado de certeza, las instalaciones en los países que no forman parte del Programa de Sistemas de Energía Fotovoltaica de la Agencia Internacional de la Energía (PVPS AIE) están elevando su capacidad instalada a más de 28 GW en 2012. La Asociación de la Industria Fotovoltaica Europea cree que unos 600 MW adicionales se han instalado en Asia, África, Oriente Medio y América. Esto pondría al mercado mundial de energía fotovoltaica en 2012 en un dato de 29,3 GW.

Alemania instaló 7,6 GW, después de dos años con niveles similares en las instalaciones fotovoltaicas. Esto ocurrió a causa de las primas en las tarifas reducidas, empujando al autoconsumo como conductor natural del desarrollo fotovoltaico en este país donde la capacidad instalada total de energía fotovoltaica es ahora de más de 32 GW. Detrás del líder alemán se encuentra Italia, es el segundo con 3,6 GW instalados en 2012 frente al enorme e insostenible dato de 9,3 GW al año anterior. China alcanzó el tercer puesto, con 3,5 GW instalados. Cerca de la tercera posición, los EE.UU, que contaba con 3,3 GW y ahora tiene cerca de 7,2 GW de capacidad instalada. El quinto lugar es para Japón, con 1,7 GW instalados.

En conjunto, estos países representan el 70 % de todas las instalaciones registradas en 2012 y un poco más en términos de capacidad instalada.

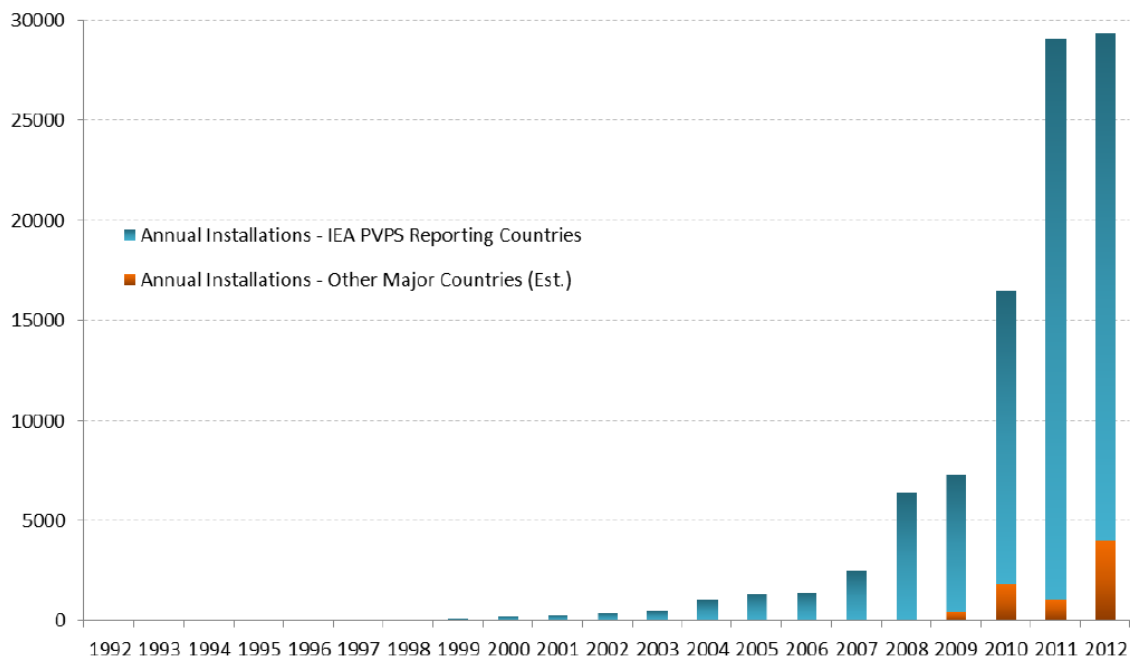


Figura 2.2: Evolución anual de las instalaciones de energía fotovoltaica (MW).

Los siguientes cinco lugares son Francia (1,1 GW), Australia (1 GW), India (por debajo de 1,0 GW), Reino Unido (0,9 GW) y Grecia (0,9 GW). En conjunto, estos diez países representan el 88% del mercado mundial de 2012.

Capítulo 2: Introducción.

Algunos países que crecieron de forma espectacular en los últimos años se han estancado o experimentado muy pequeñas adiciones, España asciende actualmente a 4,7 GW instalados en sistemas fotovoltaicos, seguida de la República Checa con 2,1 GW instalados.

En Europa, los sistemas de medición de potencia neta permiten que el mercado crezca rápidamente. En Asia, junto a China, Japón, Corea y Tailandia está aumentando rápidamente con datos que muestran alrededor de 173 MW instalados en 2012. Malasia ha instalado 27 MW en el primer año. Taiwán ha instalado 104 MW en un mercado en crecimiento.

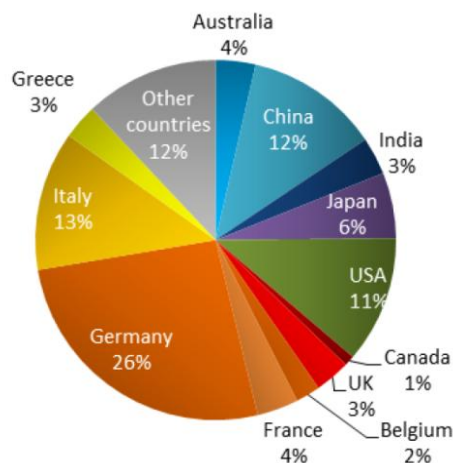


Figura 2.3: El mercado mundial fotovoltaico en el 2012.

En Estados Unidos, los datos preliminares de Canadá muestra la instalación de 268 MW. En Oriente Medio, Israel progresó rápidamente, con el 0,75% de su electricidad. En Turquía han comenzado más lentamente con unos 2 MW instalados en 2012.

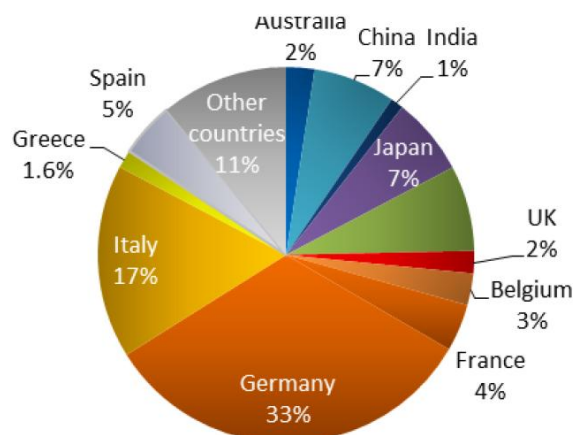


Figura 2.4: Capacidades acumuladas en 2012

2.6. Un mercado que cambia rápidamente.

	2010	2011	2012
1	Alemania	Italia	Alemania
2	Italia	Alemania	Italia
3	República Checa	China	China
4	Japón	EEUU	EEUU
5	EEUU	Francia	Japón
6	Francia	Japón	Francia
7	China	Bélgica	Australia
8	Bélgica	Reino Unido	India
9	España	Australia	Reino Unido
10	Australia	Grecia	Grecia
Nivel para acceder a los 10 mercados principales			
	383 MW	425 MW	912 MW

Tabla 2.1. Evolución de los diez principales mercados

Como vemos en la tabla 2.1 los grandes mercados como Alemania o Italia han intercambiado en los años 2010, 2011 y 2012 los dos primeros lugares.

También observamos que algunos países pequeños aparecen en los diez mercados principales como es La República Checa que experimentó una elevada captación del mercado en 2010; Bélgica y Grecia también instalaron cientos de MW.

En el año 2012 observamos que el mercado comienza a mostrar una fracción de más razonable. China, Japón y los EE.UU. subieron a los primeros lugares, mientras que la India, Reino Unido y Australia confirman su potencial de mercado.

El nivel necesario para entrar en la evolución de los diez principales mercados creció bastante rápido, hasta cerca de 1 GW en 2012.

		Año	MW
1	Italia	2011	9305
2	Alemania	2012	7604
3	Alemania	2011	7485
4	Alemania	2010	7413
5	Alemania	2009	3806
6	Italia	2012	3647
7	China	2012	3500
8	EEUU	2012	3362
9	España	2008	2896
10	China	2011	2500
11	Italia	2010	2322
12	Alemania	2008	1958
13	EEUU	2011	1867
14	Francia	2011	1759
15	Japón	2012	1718
16	Japón	2011	1269
17	Alemania	2007	1277
18	Francia	2012	1079
19	Australia	2012	1038
20	Bélgica	2011	1002

Tabla 2.2: Las veinte principales adiciones más elevadas de capacidad (MW).

Aunque en 2012 Alemania contaba con una instalación de más de 7 GW, Italia todavía encabeza la lista con 9,3 GW. Los países que se instalan con menos 1 GW en un año son numerosos y su número va en aumento cada año. La tabla 2.2 muestra la emergencia de países no europeos en esta lista.

2.7. Desarrollo de Mercados Fuera de la red.

El mercado de fuera de la red no se puede comparar con el mercado de conexión a red. El rápido despliegue de la energía fotovoltaica conectada a la red ha hecho que el mercado de fuera de la red disminuya como vemos en la figura 2.5 que se muestra claramente.

Capítulo 2: Introducción.

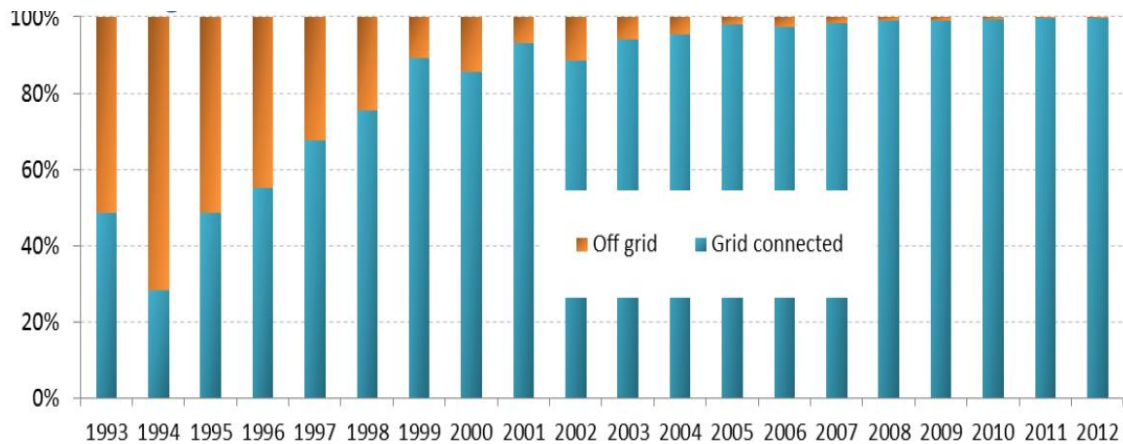


Figura 2.5: Parte de la instalación conectada a la red y fuera de la red.

Sin embargo, las aplicaciones fuera de la red se están desarrollando más rápidamente en algunos países que en el pasado y se ha implementado apoyo específico.

En Australia se han instalado 16 MW de sistemas fuera de la red en 2012. En China, se han instalado unos 40 MW de aplicaciones fuera de la red en el año 2012, con un porcentaje desconocido de los sistemas híbridos. Se puede considerar que la mayoría de las aplicaciones industriales y de los sistemas de electrificación rural son muy probablemente sistemas híbridos. Esto aumentaría el número de sistemas híbridos instalados en China con un dato de aproximadamente 30 MW, frente a los 10 MW de aplicaciones fotovoltaicas puros fuera de la red.

En la mayoría de los países europeos, el mercado de conexión fuera de la red sigue siendo muy pequeño, sobre todo para los sitios remotos, el ocio y los dispositivos de comunicación que proporcionan electricidad para usos específicos. Algunos sitios de montaña están equipados con sistemas fotovoltaicos como una alternativa a llevar combustible a lugares remotos, de difícil acceso. Sin embargo, este mercado sigue siendo bastante pequeño.

En algunos países, los sistemas aislados con copia de seguridad (ya sean generadores diesel o baterías químicas) representan una alternativa a lo que la red en lugares remotos. Esta tendencia es específica para los países que tienen suficiente energía solar a lo largo del año para hacer una instalación fotovoltaica viable. En los países más desarrollados de Europa, Asia o América, esta tendencia no se ha visto y el futuro desarrollo de las aplicaciones fuera de la red, muy probablemente será visto por primera vez en las islas remotas. El caso de Grecia es bastante interesante en Europa, con numerosas islas que no están conectadas a la red continental. Estos sistemas, que proporcionan electricidad a unos miles de clientes, requieren una rápida adaptación de la gestión, con el fin de hacer frente a altas penetraciones de energía fotovoltaica.

Capítulo 2: Introducción.

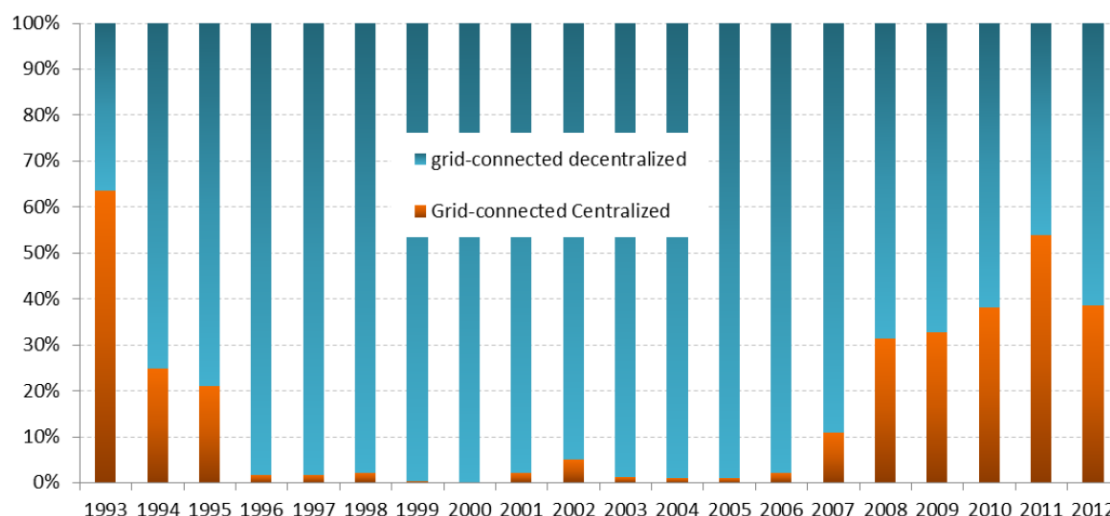


Figura 2.6: Evolución de la segmentación del mercado fotovoltaico conectado a la red.

	Instalaciones anuales (MW)			Capacidades totales (MW)		
	2010	2011	2012	2010	2011	2012
América	1082	2151	3745	2334	4505	8251
Europa	13379	22132	17268	30109	52235	69634
Mitad Este y África	46	120	349	70	190	545
Asia	2002	4681	7971	5652	10333	18735

Tabla 2.3: Evolución anual de las instalaciones y capacidades totales por región 2010-2012.

Estas impresionantes cifras muestran cómo la energía fotovoltaica representa hoy una alternativa competitiva para el suministro de electricidad en las áreas donde no se implementan las redes tradicionales. En la misma forma que los teléfonos móviles se están conectando personas sin las líneas tradicionales, la energía fotovoltaica es percibida como una forma de proporcionar electricidad sin la construcción previa de redes complejas y costosas. El reto de proporcionar electricidad para la iluminación, la comunicación, incluido el acceso a Internet, podrá ver el progreso de la energía fotovoltaica como una de las fuentes más fiables y prometedoras de la electricidad en los países en desarrollo, en los próximos años.

2.8. Desarrollo fotovoltaico.

El crecimiento de los mercados fotovoltaicos conectados a la red ha disminuido frente al mercado de fuera de la red.

La evolución de la energía fotovoltaica conectada a la red ha dado marcha atrás en 2012.

Capítulo 2: Introducción.

Esta evolución tiene diferentes causas: preocupaciones ambientales sobre el uso de las tierras agrícolas, dificultades de alcanzar la competitividad con los precios mayoristas de la electricidad en este segmento, problemas de conexión a red, etc. Esto no implica el fin del desarrollo en el segmento de servicios públicos a gran escala en estos países, pero al menos un reequilibrio hacia modelos de negocio impulsados hacia el autoconsumo.

El mismo patrón es visible en la región de Asia y en el de Estados Unidos. Sin embargo, esto podría cambiar en los próximos años con la llegada de más países en desarrollo que podrían centrarse en la generación de electricidad pura en lugar de los modelos de negocio impulsados al autoconsumo. La disponibilidad de capital barato para financiar instalaciones fotovoltaicas podría reforzar esta evolución.

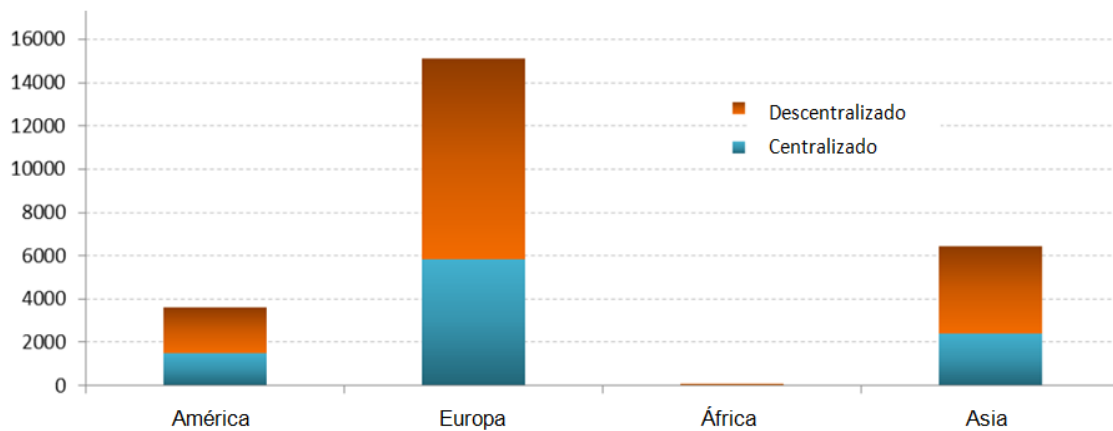


Figura 2.7: Instalaciones de energía fotovoltaica centralizada y descentralizada por región en 2012.

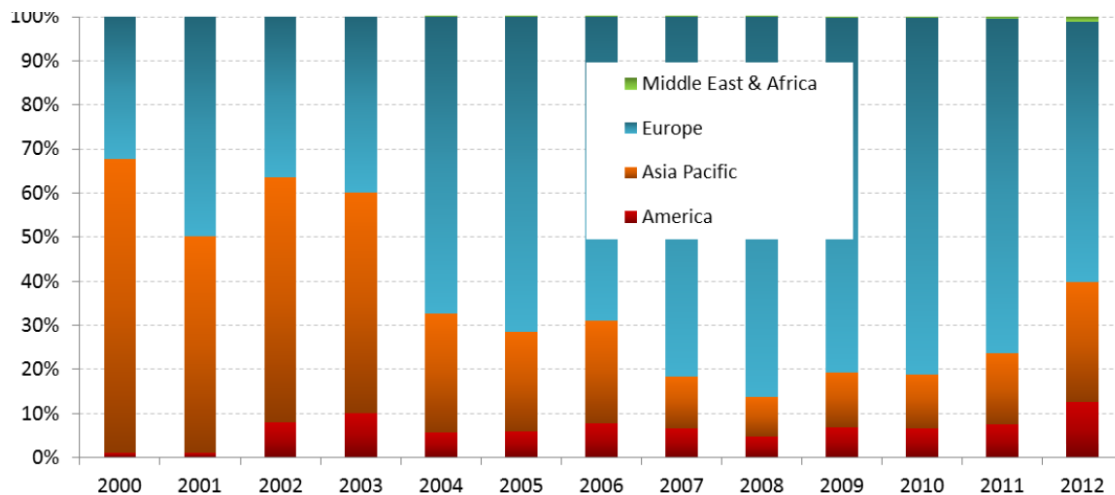


Figura 2.8: Cuota de mercado de energía fotovoltaica por región 2000-2012.

La figura 2.8 ilustra la evolución de la cuota de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red por región desde el año 2000 hasta el año 2012. Mientras que

Capítulo 2: Introducción.

Asia empezó a dominar el mercado en el año 2000, el inicio de incentivos en Europa y en particular, en Alemania provocó una importante captación del mercado.

El tamaño del mercado creció de alrededor de 2 MW en 2000 a cerca de unos 500 MW en el año 2003, el mercado comenzó a crecer muy rápido gracias a los mercados europeos en 2004. Desde alrededor de 1 GW en el año 2004, el mercado alcanzó hasta cerca de 2,5 GW en 2007. En 2008, España impulsó el desarrollo del mercado, mientras que Europa alcanza más del 80 % del mercado global, se repite hasta 2010.

Mientras Europa sigue representando una parte importante de todas las instalaciones a nivel mundial, la participación de Asia y América comenzó a crecer rápidamente en 2012. Esta evolución es bastante visible desde 2010 a 2012, con la participación de Asia y el Pacífico que crece de 17 % a casi 30 %, mientras que la cuota europea del mercado fotovoltaico se redujo del 82 % al 59 % en dos años.

Por último, por primera vez en 2012, la cuota del mercado fotovoltaico en el Medio Oriente y en África se hace visible. Estas dos regiones del mundo todavía no han intervenido en el desarrollo de los sistemas fotovoltaicos, pero muchos países han iniciado programas fotovoltaicos y podrían aparecer en el mapa, en los próximos dos años.

2.9. Europa.

Europa lleva liderando el desarrollo de la energía fotovoltaica durante casi una década y ha representado más del 50% del mercado mundial de energía fotovoltaica en 2012.

2.9.1. Unión Europea.

Además de todas las medidas existentes en los Estados que pertenecen a la Unión Europea ha puesto en marcha diversas medidas legislativas que tienen como objetivo apoyar el desarrollo de las energías renovables en Europa.

La medida más conocida es la directiva de energía renovable que se impone a todos los países para lograr una reducción del 20 % de las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020, junto con el 20% de la eficiencia energética y el 20 % de fuentes de energía renovables en el mix energético. Dado que esta Directiva a partir de 2009 dejó a todos los Estados miembros decidieran sobre la forma de alcanzar los objetivos de 2020. En la actualidad, la Comisión Europea trabaja en posibles objetivos de 2030 con el fin de seguir promoviendo el desarrollo de las energías renovables a partir de 2020.

La cuestión del futuro de los mercados eléctricos es central en las discusiones de todos los sectores de la electricidad. Algunos creen que el rápido desarrollo de las fuentes renovables de electricidad en Europa ha provocado que el precio de la electricidad disminuya de manera significativa en los mercados de electricidad, poniendo la viabilidad financiera de varias empresas de servicios públicos grandes en

Capítulo 2: Introducción.

juego. La creciente competencia de las energías renovables con fuentes convencionales de electricidad fue aún más clara a finales de 2012, cuando por primera vez, fuentes de electricidad renovables produjeron más electricidad que las plantas de energía nuclear en Europa. El papel de la energía fotovoltaica es cuestionado debido a la disminución de los precios durante el pico del mediodía, que se atribuye a la producción de energía fotovoltaica.

Tras más de una década de rápido crecimiento, las centrales sufren una reducción de horas de funcionamiento y los ingresos son más bajos, debido a los progresos de las fuentes renovables. Si bien el impacto de la energía fotovoltaica queda por demostrar, el futuro de los mercados de la electricidad en Europa será dependiente del desarrollo de la energía fotovoltaica.

2.9.2. España.

En 2007 y 2008, se produjo una rápida expansión del mercado fotovoltaico. Las grandes instalaciones de energía fotovoltaica se desarrollaron rápidamente y España se posicionó en primer lugar en el mercado fotovoltaico mundial en 2008. En octubre de 2008, una moratoria se puso en marcha, con el fin de controlar el crecimiento y el ajuste, y fue concedida sólo después de un proceso de registro de la limitación de las instalaciones en 500 MW al año. Después de un año de baja de 2009, debido al tiempo necesario para que la nueva normativa entrase en vigor, el mercado bajó a un intervalo entre valores de 200 MW y 450 MW al año. En 2012, 223 MW se instalaron en España.

2.9.2.1. Regulación de precios de la electricidad.

España optó por financiar los costes a todos los consumidores de electricidad. Sin embargo, dado que el precio de venta de la electricidad en España se coronó por un reglamento, el gobierno financió la diferencia de costes directamente.

Se adoptaron algunas medidas que han afectado a los productores de electricidad de manera retroactiva, debido a las difíciles condiciones económicas. La más visible es el límite en horas durante el cual las instalaciones fotovoltaicas recibieron el ajuste. La consecuencia es que se ajusta para una parte de la producción anual, ya que el número de horas de funcionamiento se ha definido muy por debajo de las horas reales de producción de los sistemas fotovoltaicos en España.

Esto se hizo en un contexto de exceso de capacidad de las plantas de energía eléctrica en el país, junto con interconexiones limitadas.

2.9.2.2. Comentarios.

A finales de septiembre de 2012, España impuso un nuevo impuesto sobre todas las tecnologías de generación para cubrir el déficit de precios de la electricidad, lo que reduce la rentabilidad de las plantas fotovoltaicas existentes.

Capítulo 2: Introducción.

Las discusiones sobre una posible red de medición del sistema no fueron concluyentes en 2012 e incluso el autoconsumo podría llegar a ser difícil de implementar en 2013.

2.10. Marco de políticas.

El desarrollo fotovoltaico en los últimos diez años ha sido impulsado por el despliegue de políticas de apoyo, con el objetivo de reducir la brecha entre el coste de la electricidad de sistemas fotovoltaicos y el precio de las fuentes de electricidad convencionales. Estos sistemas de apoyo tomaron diversas formas dependiendo de las características locales y evolucionaron para hacer frente al desarrollo del mercado y a los cambios que se produjeron.

En 2012, el precio de los sistemas fotovoltaicos, descendió a los niveles que se encuentran ahora algunos países cercanos o incluso por debajo del precio de venta de la electricidad.

Pero los sistemas fotovoltaicos aún no son plenamente competitivos y el desarrollo de la energía fotovoltaica todavía requiere sistemas de apoyo de seguridad y políticas especiales con respecto a las conexiones de la red eléctrica, el uso del edificio y muchos otros.

2.10.1. Impulsores del mercado en 2012.

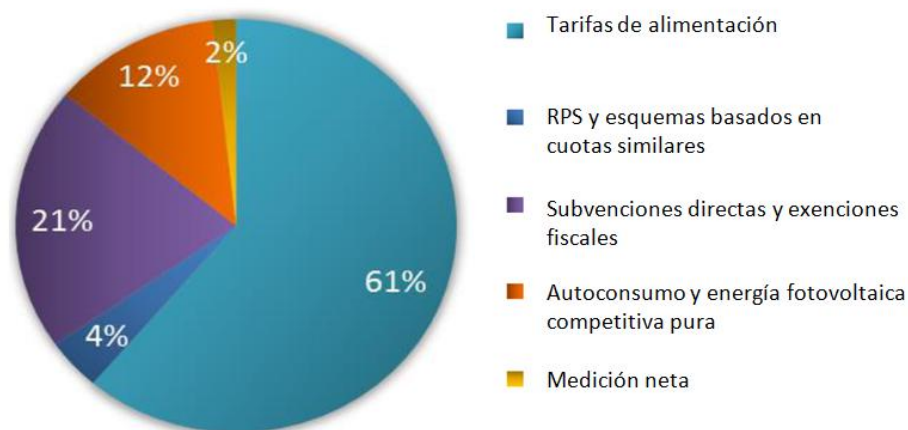


Figura 2.9: Incentivos del mercado en el año 2012.

En la figura 2.9 se muestra que alrededor del 12% del mercado fotovoltaico mundial ha sido impulsado por el autoconsumo.

Una gran parte del mercado sigue siendo dominado por los sistemas de tarifas de alimentación, mientras que las subvenciones destinadas a reducir la inversión inicial representan alrededor del 25% de los incentivos.

Capítulo 2: Introducción.

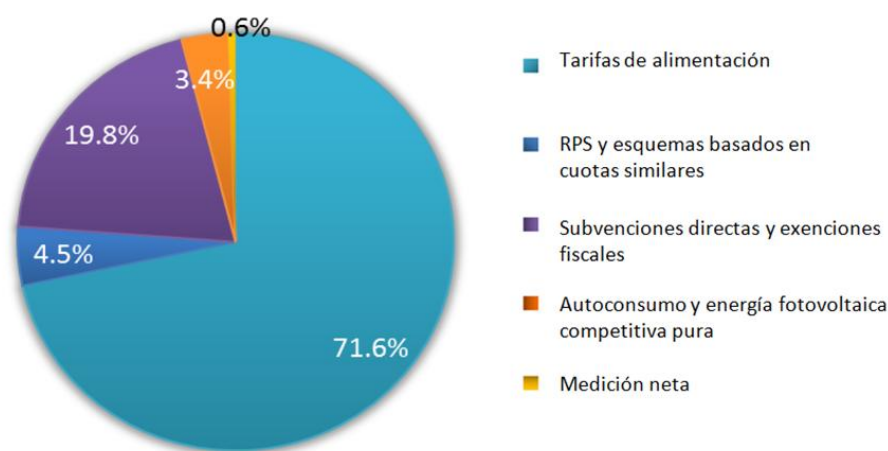


Figura 2.10: Incentivos del mercado históricos.

Históricamente el predominio de tarifas de alimentación y los subsidios directos es similar pero aún más visible en la figura 2.10.

Los incentivos pueden ser concedidos por las autoridades o, a veces por los propios servicios públicos. Los municipios están cada vez más involucrados en el desarrollo de energía renovable y pueden ofrecer ventajas adicionales.

2.11. Conclusión - Desafíos para el futuro.

A primera vista, el desarrollo de la energía fotovoltaica en el mundo se estancó en 2012. Sin embargo, mirando los detalles del mercado revela una imagen diferente: el gran despliegue de la energía fotovoltaica en Europa en 2011 fue impulsado principalmente por los enormes niveles de instalación en Italia (9,3 GW) y en Alemania.

El despliegue de la energía fotovoltaica se desaceleró en 2012 en Europa con alrededor de 17 GW instalados, que se compara con alrededor de 23 GW instalados en el año anterior. Paralelamente, los países no europeos crecieron rápidamente en 2012, con China, EE.UU., Japón y Australia, asegurando el desarrollo del mercado por su considerable instalación. Esta tendencia debería confirmarse en 2013.

Todos los continentes deben ver el desarrollo fotovoltaico con Chile y Sudáfrica, por mencionar sólo a estos países, convirtiéndose en nuevos puntos de mercado a partir de 2013 o 2014.

Asia parece convertirse en la nueva esfera de actividad del mercado, con varios mercados progresando en 2012. Junto a China y Japón, Tailandia, Corea, Taiwán y, por supuesto, la India están empezando o continuando a desarrollarse.

El descenso del precio que se ha experimentado en 2011 y 2012 ha llevado a varios países y segmentos de mercado a un cierto nivel de competitividad. Este es el caso de Alemania o Italia, donde el precio de venta de la electricidad en varios

Capítulo 2: Introducción.

segmentos de consumidores es ahora más alto que el precio de producción de electricidad fotovoltaica.

Estos precios decrecientes están provocando nuevos modelos de negocio para la implementación de energía fotovoltaica. Dicha energía es cada vez más vista como una manera de producir electricidad de forma local, en lugar de comprarla en la red. El autoconsumo se abre la puerta para el gran despliegue de la energía fotovoltaica en los tejados, y la transformación del sistema de electricidad de una manera descentralizada.

La energía fotovoltaica de gran escala continuó progresando, con plantas de hasta 250 MW. La planta más grande se abrió en 2012 en Arizona, EE.UU., con 250 MW y la segunda más grande en la India, con 214 MW instalados. Cada año, las plantas más grandes están conectadas a la red y los planes para dichas plantas aún más grandes se dan a conocer. Sin embargo, la energía fotovoltaica no sólo ha aumentado en los países desarrollados y además ofrece productos adecuados para llevar electricidad a lugares donde las redes aún no están desarrolladas lo suficiente.

El descenso de los precios de los sistemas fuera de la red ofrece nuevas oportunidades para electrificar a millones de personas en todo el mundo que nunca se beneficiaron de él antes.

Los retos siguen siendo numerosos y la energía fotovoltaica puede convertirse en una importante fuente de electricidad en el mundo. Dichos retos son:

- La forma en cómo las redes de distribución podrían hacer frente a la elevada proporción de electricidad fotovoltaica.
- La adecuación de la generación.
- Retos relacionados con el equilibrio en sistemas con altas cuotas de energías renovables variables.
- El costo de la transformación de las redes existentes.

Dichos retos estarán presentes cuando ocurra el despliegue de la energía fotovoltaica en los próximos años.

Por otra parte, la capacidad de transformar con éxito los mercados de electricidad para integrar la electricidad fotovoltaica en una forma justa y sostenible tendrá que ser examinada y estudiada detalladamente.

Por último, la capacidad de la industria fotovoltaica para reducir sus costes en los próximos años y para presentar productos innovadores ofrece algunas dudas:

- El precio de la electricidad fotovoltaica seguirá disminuyendo y, en consecuencia, su competitividad.
- La búsqueda de la calidad de la instalación de la energía fotovoltaica continuará.



Capítulo 2: Introducción.

- La mejora de la fiabilidad del sistema de energía fotovoltaica.
- La disminución del riesgo percibido de poseer y mantener plantas de energía fotovoltaica.

El camino hacia la competitividad de la energía fotovoltaica está abierto, pero sigue siendo complejo y vinculado a las decisiones políticas. No obstante, el apetito por la electricidad fotovoltaica crece en todo el mundo. El camino será largo antes de que la energía fotovoltaica represente una importante fuente de electricidad en la mayoría de los países, pero en algunos países europeos se ha mostrado en los últimos años, que la dicha energía tiene la capacidad de seguir progresando rápidamente.



Capítulo 3:

SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

La Energía Solar Fotovoltaica es la transformación de la radiación solar en electricidad, mediante células solares. El conjunto de células solares forma un módulo (o panel) fotovoltaico.

Es una tecnología que genera corriente continua por medio de semiconductores cuando éstos son iluminados. Mientras la luz incide sobre una célula solar, se genera potencia eléctrica; cuando la luz se extingue la electricidad desaparece. Las células solares no necesitan ser cargadas como las baterías.

El material que más se utiliza para la elaboración de las células solares es el silicio en forma cristalina pura, ya que su resistividad es muy elevada. Las células reaccionan tanto con luz solar directa como con luz solar difusa, por lo que pueden seguir produciendo electricidad en días nublados.

La conversión de la energía de la luz solar en energía eléctrica es el fenómeno físico conocido como efecto fotovoltaico. Esta energía presenta unas características peculiares entre las que destacan una elevada calidad energética, pequeño o nulo impacto ecológico y una fuente de energía inagotable a escala humana.

Éste tipo de energía presenta ventajas e inconvenientes.

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Limpia, renovable, infinita, silenciosa	Gran inversión inicial
Retribuida económicamente la producción para venta a red	Difícil almacenamiento
Subvenciones	Proceso de fabricación de módulos complejo y caro
Corto pay-back de la energía	No competitiva con otras energías en la actualidad
Sin partes móviles y modular	Producción variable según climatología y época del año

Tabla 3.1. Ventajas e Inconvenientes de la Energía Solar Fotovoltaica.

Actualmente existen dos tipos de utilización de la energía solar fotovoltaica:

- Autoconsumo: La instalación no está conectada a la red pública y sirve para abastecer a una vivienda. El usuario accede a su propia energía.
- Integración en la red eléctrica: La instalación solar se conecta a la red eléctrica pública permitiendo el intercambio de energía con la red eléctrica.

3.1. Componentes de los sistemas fotovoltaicos.

Los componentes clave de un sistema de energía fotovoltaica son los diversos tipos de células fotovoltaicas (a veces también llamados células solares) interconectadas para formar un módulo fotovoltaico, la estructura de montaje para el módulo o la matriz, el inversor (esenciales para sistemas conectados a la red y se requiere para la mayoría de los sistemas aislados), la batería y la carga de controlador (para sistemas aislados, y también cada vez más para los conectados a la red).

Los principales componentes de los sistemas fotovoltaicos se detallan a continuación.

3.1.1. Célula solar.

Las células fotovoltaicas representan la unidad más pequeña en un dispositivo de producción de energía fotovoltaica, por lo general disponibles en 12,5 cm, 15 cm y hasta 20 cm tamaños cuadrados.



Figura 3.1. Imagen de una célula fotovoltaica.

La célula solar es el dispositivo en el que se produce la conversión de luz en electricidad gracias a las propiedades que presentan los semiconductores y a las estructuras que permiten extraer los electrones excitados de la célula hacia un circuito exterior para que realicen un trabajo. La célula solar opera como una máquina térmica.

Las células más utilizadas son las de silicio cristalino y las de silicio multicristalino. Ambos materiales utilizan silicio ultrapuro.

Actualmente, las tecnologías de silicio cristalino representan aproximadamente el 80% de la producción global de la célula. Las células de silicio de cristalino (SC-Si) están formadas con las obleas fabricadas utilizando un único método de crecimiento de cristales y tienen eficiencias comerciales entre 16% y 24%.

Las células de silicio multicristalino (MC- Si), por lo general se forman con las obleas policristalinas fabricadas a partir de un proceso de fundición de la solidificación. Se están convirtiendo cada vez más populares, ya que son menos costosas de producir, pero son un poco menos eficientes, con una eficiencia de conversión media alrededor de 14% -17 %.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

Otra tecnología es la denominada “células de silicio peculiar” que es un tipo de célula que consiste en silicio policristalino fabricado al estilo de capa delgada.

Por último, están las células más eficientes jamás logradas, denominadas células multiunión y que son en realidad varias células de distintos materiales construidas en un solo monocristal continuo.

3.1.1.2. Módulos o placas solares fotovoltaicas.

Son los elementos que captan la energía del Sol. Absorben los fotones de la radiación solar y los transforman en una corriente de electrones de forma continua, es decir, en energía eléctrica de señal continua. Los módulos fotovoltaicos se clasifican normalmente entre 50 W y 300 W con productos especializados para la construcción de sistemas fotovoltaicos integrados en tamaños más grandes.

Existen dos tipos de módulos fotovoltaicos según el material semiconductor de su composición:

- Módulos de silicio cristalino: consisten en células fotovoltaicas individuales conectadas entre sí y encapsuladas entre un frente transparente, generalmente de vidrio, y un material de soporte, por lo general de plástico o vidrio.
- Módulos de película delgada: encapsulan células fotovoltaicas formadas en un único sustrato, en un módulo flexible o fija, con plástico transparente o de vidrio como el material frontal.

El diseño de la estructura se realiza de acuerdo con la orientación y el ángulo de inclinación especificado para las placas fotovoltaicas, teniendo en cuenta la facilidad de montaje y desmontaje, y la posible necesidad de sustituciones de elementos. La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales.



Figura 3.2: Ejemplo de módulo fotovoltaico.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

Los módulos fotovoltaicos de calidad son normalmente una garantía de hasta 25 años por los fabricantes y son homologados según IEC 61215 ed. 2, IEC 61646 Ed. 2.0 e IEC 61730 Normas Internacionales.

- IEC 61215: Módulos fotovoltaicos (FV) de silicio cristalino para uso terrestre. Cualificación del diseño y homologación.
- IEC 61646: Aprobación de tipo y calificación del diseño de films estrechos de módulos fotovoltaicos terrestres.
- IEC 61730: Cualificación de la seguridad de los módulos fotovoltaicos (FV). Parte 1: Requisitos de construcción.

3.1.1.3. Conjunto fotovoltaico.

Un conjunto fotovoltaico consta de un número de módulos conectados en serie, acoplados en paralelo para producir la potencia de salida requerida. Una amplia gama de estructuras de montaje ha sido desarrollada especialmente para la construcción de sistemas fotovoltaicos integrados (BIPV), incluyendo fachadas fotovoltaicas, soportes inclinados y cubiertas planas, módulos vidrio-vidrio integrados (opacos o semitransparentes) y tejas PV.

3.1.2. Resto del sistema.

Un sistema fotovoltaico consiste en más cosas que sólo módulos fotovoltaicos (compuestos por células). Requiere de otros elementos que se conocen como BOS (balance of system). Está constituido por una unidad de control y el inversor (sistema electrónico), la estructura mecánica de soporte, el cableado eléctrico y los dispositivos de protección (fusibles, tomas a tierra e interruptores).

Un elemento imprescindible es el regulador de carga, un equipo electrónico que impide la sobrecarga y evita la sobredescarga. En los sistemas híbridos como el generador diesel-fotovoltaico, se utiliza un sistema de control para conectar el sistema y para priorizar las cargas.

Los inversores no sólo convierten la energía eléctrica continua en alterna, sino que adapta la carga a la máxima potencia disponible en el generador fotovoltaico, la cual varía con la irradiancia incidente y con la temperatura de las células.

3.1.2.1. Baterías o acumuladores.

En los sistemas fotovoltaicos las baterías o acumuladores fotovoltaicos se utilizan principalmente como sistema de almacenamiento energético, debido al desplazamiento temporal que puede existir entre los periodos de generación y los periodos de consumo, permitiendo la operación de las cargas cuando el generador fotovoltaico por si mismo no puede generar la potencia suficiente para abastecer el consumo. No obstante se pueden utilizar para otros cometidos tales como estabilizadores de voltaje o corriente y para

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

suministrar picos de corriente. Las baterías se utilizan habitualmente en la mayor parte de los sistemas fotovoltaicos autónomos, aunque hay excepciones, tales como los sistemas de bombeo de agua con energía solar fotovoltaica, y en general no se utilizan en sistemas conectados a la red eléctrica.

La gran mayoría de las baterías del mercado son de plomo-ácido (Pb-a), las cuales se adaptan bien a la operación en sistemas fotovoltaicos siempre y cuando se pueda realizar un mantenimiento adecuado. Se pueden encontrar baterías de plomo-calcio (Pb-Ca) y plomo-antimonio (Pb-Sb). Las primeras necesitan menor mantenimiento y tienen menor autodescarga mientras que las segundas se deterioran menos en el ciclado diario y presentan mejores prestaciones para niveles bajos de carga.

Habitualmente se suelen utilizar dos tipos de baterías para aplicaciones fotovoltaicas plomo-ácido y níquel-cadmio. Debido a motivos de coste es más habitual la utilización de baterías plomo-ácido.

Las baterías suelen estar formadas por elementos de 2 V que conectados en serie proporcionan tensiones de trabajo de 12 V, 24 V, etc. La capacidad (Ah) de un grupo de baterías conectadas en serie es igual a la capacidad de cada uno de los elementos que lo componen. Si se conectan baterías en paralelo se suma la capacidad de sus elementos. La capacidad necesaria de las baterías en un sistema fotovoltaico se calcula en función a los consumos y al número de días de autonomía del sistema. Por otro lado es importante que el dimensionado del acumulador con relación al generador fotovoltaico esté bien realizado. Un exceso de capacidad de almacenamiento respecto de la capacidad de generación del generador fotovoltaico daría lugar a que la batería presentaría dificultades al cargarse por completo. Por el contrario, una baja capacidad de batería, da lugar a poca autonomía y se corre el riesgo de quedarse sin suministro de energía en caso de ausencia de radiación solar.

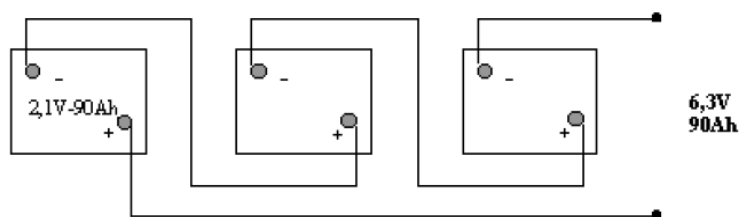


Figura 3.3: Ejemplo de baterías asociadas en serie.

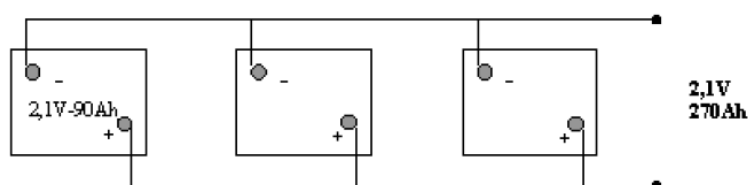


Figura 3.4: Ejemplo de baterías asociadas en paralelo.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

Los acumuladores electroquímicos de plomo-ácido o baterías, son células electroquímicas en las que las reacciones en los electrodos son reversibles y por esta razón pueden ser utilizadas para acumular energía y posteriormente liberarla cuando se conectan a un circuito de carga exterior. Las células electroquímicas están constituidas esencialmente por placas, materia activa y electrolito.

- Las placas: forman los electrodos positivo y negativo que permiten la entrada y la salida de la corriente eléctrica que circula por el interior de cada elemento de batería por efectos de los procesos de carga o descarga. Los electrodos sufren reacciones de oxidación/reducción y dependiendo del proceso funcionan como ánodo o cátodo.
- Los materiales activos: constituyentes de cada célula o elemento, participan en la reacción electroquímica de carga y descarga.
- El electrolito: es una solución diluida de ácido sulfúrico, que funciona como medio de transporte de cargas eléctricas entre las placas positiva y negativa, y además interviene en la reacción de carga y descarga.

Existen distintos tipos de baterías plomo-ácido que se pueden clasificar en baterías de arranque, de tracción y estacionarias:

- Baterías de arranque. Diseñadas para ciclos muy poco profundos, utilizadas primordialmente en el sector de arranque para la automoción, proporcionando elevadas corrientes en cortos periodos de tiempo.
- Baterías de tracción. Diseñadas para ciclados muy profundos, utilizadas primordialmente para vehículos eléctricos. Estas baterías tienen un número menor de placas pero más gruesas y construidas para una mayor durabilidad. Se utilizan rejillas con alto contenido en plomo-antimonio para mejorar el ciclado profundo.
- Baterías estacionarias. Son utilizadas comúnmente en los sistemas de alimentación ininterrumpida para sistemas de ordenadores y telecomunicaciones. Están diseñadas para la operación muy esporádica y raramente se descargan. Normalmente están en un continuo estado de carga de flotación.

Las principales características de los distintos tipos de baterías de plomo-ácido son citadas a continuación:

- Baterías de plomo-antimonio. Utilizan antimonio como elemento principal en la aleación con plomo en las rejillas. El uso de antimonio proporciona una mayor fortaleza mecánica a las rejillas y altos regímenes de descarga con muy buena profundidad de ciclado. También limitan la pérdida de material activo y tienen un mayor tiempo de vida que las baterías de plomo-calcio cuando operan a altas temperaturas. Por otro lado presentan una elevada autodescarga y requieren una frecuente adición de agua. La mayoría son de tipo abierto con tapones recombinantes para disminuir el mantenimiento.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

- Baterías de plomo-calcio. Utilizan calcio como elemento en la aleación de las rejillas. Poseen baja autodescarga y menor gaseo (menor mantenimiento) que las de plomo-antimonio. No obstante tienen peor aceptación de la carga después de descargas profundas y menor tiempo de vida bajo descargas repetitivas mayores del 25%. En general no toleran bien la sobrecarga, las descargas muy profundas ni la operación a elevadas temperaturas. Pueden ser de dos tipos: abiertas o selladas. Las selladas incorporan la cantidad suficiente de electrolito para su tiempo de vida sin adición de agua.
- Baterías híbridas. Normalmente son de tipo abierto, con capacidades en torno a los 200 Ah. El diseño más común utiliza placas positivas tubulares de calcio y placas negativas planas de antimonio, combinando las ventajas de ambos elementos. Además es necesario cuidar los posibles problemas de estratificación y sulfatación.

Normalmente la corriente generada no es consumida en el acto, por lo que es necesario almacenarla en un bloque de baterías para que esté disponible cuando resulte necesaria. La inmensa mayoría de las baterías son de plomo-ácido, es decir, están formadas por unos electrodos de plomo inmersos en una solución electrolítica (agua con ácido sulfúrico).

3.1.2.2. Regulador de carga.

Controla la entrada de electricidad en la batería, protegiéndola contra sobrecargas o bajadas de tensión que puedan dañarla. Los modelos más avanzados tienen capacidad de poner en marcha el generador para producir electricidad cuando la batería corre riesgo de descarga total.

Un controlador de carga se utiliza para mantener la batería en el estado más elevado posible de carga (SOC) y proporcionar al usuario la cantidad necesaria de energía eléctrica, al tiempo que protege la batería contra una descarga o sobrecarga.

Algunos controladores de carga también se han integrado seguidores MPP para maximizar la electricidad fotovoltaica generada. Si existe la necesidad de electricidad de corriente alterna, un inversor autónomo puede suministrar aparatos de CA convencionales.

La misión primordial de un regulador de carga en un sistema fotovoltaico autónomo con baterías es realizar un proceso óptimo de carga de la batería, permitiendo la carga completa pero evitando la sobrecarga y la sobredescarga. La estrategia de control del regulador de carga determina el proceso de carga de una batería y es responsable, tanto de la capacidad del sistema de satisfacer los consumos, como de la vida útil de la batería.

El regulador de carga permite aprovechar al máximo la energía suministrada por el generador fotovoltaico, a la vez que garantiza la protección adecuada y buen servicio de las baterías. En caso de sobrecarga pone dicho generador en circuito abierto evitando el paso de corriente hacia la batería y en caso de sobredescarga puede cortar el

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

suministro a los consumos o bien avisar mediante una alarma indicando que la tensión de la batería es inferior a los niveles mínimos de seguridad.

En términos generales las características que definen un regulador son la tensión nominal y la intensidad máxima de trabajo. La instalación del regulador se ha de realizar en un lugar fácilmente accesible de modo que resulte cómoda la utilización de los elementos que habitualmente dispone para el control del estado de la instalación.

En el mercado existen diversos tipos de reguladores, con prestaciones y sistemas de medida diferentes. Un regulador avanzado, además de integrar las funciones de prevención de sobrecarga y sobredescarga, se encarga de suministrar información sobre el estado de carga de la batería. Permite la selección del tipo de carga (normal o de igualación) así como la corrección de la tensión de corte en función de la temperatura.

En sistemas fotovoltaicos autónomos centralizados, en los que la energía se distribuye a los usuarios desde un punto central de la generación, el regulador de carga puede incorporar funciones de regulación de suministro de energía a usuarios individuales, pudiendo cortar el suministro a aquellos que consumen demasiado o realizando labores de tarificación remota.

En un sistema fotovoltaico con baterías, durante el día la energía eléctrica que proviene del generador alimenta el consumo y, el exceso de energía carga la batería y durante la noche la batería se descarga para alimentar el consumo. Las misiones del sistema de regulación de carga son, por un lado, evitar que debido a una corriente excesiva proporcionada por el generador, éste pueda sobrecargar el acumulador, y por otro, evitar que las baterías se sobredescarguen y su estado de carga decaiga por debajo del nivel mínimo permitido. La mayor parte de los reguladores permiten inicialmente que toda la corriente del generador pase hacia la batería, después, cuando la batería está cerca del final de la carga, suministrará corrientes intermitentes para mantener la batería en un estado de flotación. Algunos reguladores sobrecargan la batería periódicamente para homogeneizar los distintos vasos que componen la batería y disminuir la estratificación del electrolito.



Figura 3.5. Ejemplo de regulador de carga fotovoltaico.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

Un regulador funciona habitualmente por control de la tensión, directamente relacionada con el estado de carga, medida en los terminales de la batería. Es recomendable que esta medida se realice por el método de cuatro puntas para descontar las caídas de tensión en los cables, fusibles u otros elementos situados entre el regulador y la batería. En función del método específico de control utilizado, puede ser de varios tipos aunque los dos métodos básicos son el regulador serie y el regulador paralelo.

- El regulador serie, cuando detecta que la batería está completamente cargada, pone en circuito abierto el generador fotovoltaico. Una modificación habitual en dichos reguladores es la utilización de un control PWM para la carga de las baterías.
- El regulador paralelo deriva la corriente del generador fotovoltaico a través de un dispositivo disipador situado en paralelo entre el generador fotovoltaico y la batería. Únicamente son utilizados en sistemas de poca potencia, debido principalmente al problema que supone disipar elevadas potencias.

Un regulador en un sistema fotovoltaico ha de ser configurado específicamente en función del tipo de batería, aplicación y condiciones climáticas. Algunos reguladores también proporcionan información al usuario sobre la operación del sistema y el estado de la batería. En la mayor parte de los casos, el regulador sirve como centro de información del estado del sistema y punto de conexión del cableado de varios componentes del sistema.

Los interruptores de los reguladores pueden ser dispositivos de estado sólido o relés electromecánicos. Aunque en los reguladores más simples se utilizan relés electromecánicos, en la mayoría de los casos se utilizan MOSFET's o transistores de potencia que necesitan menor potencia de activación, son más pequeños y pueden operar un número mayor de ciclos.

En algunos tipos de baterías, particularmente las de plomo-ácido, se recomiendan cargas periódicas de ecualización para mantenimiento óptimo de la batería. En la mayoría de los casos se requiere la intervención del usuario que puentea el regulador durante la carga de ecualización. Se recomienda realizar esta operación una vez cada dos o tres semanas.

El regulador se selecciona en función de la tensión del sistema y de la corriente de cortocircuito del generador, aplicándole un factor de seguridad debido a que determinadas ocasiones la irradiancia puede alcanzar los 1300 W/m^2 .

Las principales funciones de los reguladores son:

- Prevenir la sobrecarga de la batería. Limitar la energía suministrada a la batería por el generador fotovoltaico cuando la batería está plenamente cargada.
- Prevenir la sobredescarga de la batería. Desconectar los consumos de la batería cuando el estado de la carga es muy bajo.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

- Proporcionar las funciones de control de consumo. Conectar y desconectar automáticamente los consumos en un momento determinado. Establecer un control de consumos prioritarios.
- Proporcionar información del estado del sistema a los usuarios u operarios, mostrando o indicando información como el voltaje y corriente de la batería, estado de carga, alarmas, etc.
- Servir como mecanismo de control para la conexión de otros generadores auxiliares de energía.
- Servir como centro de cableado proporcionando un punto de conexión para otros componentes en el sistema, incluyendo el generador fotovoltaico, la batería y las cargas o consumos.

Una de las funciones principales del regulador de carga es el suministro de corriente, producida por el generador fotovoltaico, de modo que la batería se recargue completamente, pero sin sobrecarga.

La otra función principal del regulador de carga es evitar que la batería se descargue completamente. Durante periodos prolongados de muy baja radiación o de uso excesivo del consumo, la energía producida por el generador fotovoltaico puede no ser suficiente para recargarla batería.

Cuando una batería de plomo-ácido se descarga repetidas veces excesivamente se producen daños irreversibles que conduce a una pérdida de capacidad y de vida útil.

Para evitar la sobredescarga, el regulador desconecta el consumo cuando la tensión de la batería desciende por debajo de unos determinados niveles de tensión. Previamente a la desconexión del consumo, el regulador avisa al usuario mediante la emisión de alarmas.

De este modo el regulador de carga, a pesar de su sencillez y su bajo coste comparado con el coste total del sistema, es el elemento que está más íntimamente relacionado con la vida útil de la batería y el buen funcionamiento del sistema.

3.1.2.3. Inversor.

Es el encargado de la conversión de la corriente continua producida por el campo fotovoltaico en corriente alterna similar a la de los enchufes domésticos, que es la única utilizable en la alimentación de los electrodomésticos convencionales.

Suele ser el encargado de poner en marcha el grupo generador.

El inversor es capaz de entregar la potencia nominal de forma continuada, en el margen de temperatura ambiente especificado por el fabricante.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

Además, debe arrancar y operar todas las cargas especificadas en la instalación, especialmente aquellas que requieren elevadas corrientes de arranque (TV, motores, etc.), sin interferir en su correcta operación ni en el resto de cargas.

3.2. Tipos de sistemas fotovoltaicos.

Existen tres tipos de sistemas fotovoltaicos:

- **Sistemas aislados (Sistema Stand-Alone).**
Son sistemas de energía solar que se caracterizan por el uso de baterías, ya que necesitan un sistema de acumulación que los proporcione energía en las horas del día en las que la radiación solar no sea suficiente para obtener la electricidad necesaria. Por ello, durante las horas de luz en las que se consume menos energía de la que es producida, debemos almacenar energía.
- **Sistemas conectados a la red (grid connected).**
Son sistemas que están permanentemente conectados a la red eléctrica nacional. En las horas de irradiación solar escasa o nula, cuando el generador fotovoltaico no produce energía suficiente, es la red la que proporciona la energía necesaria; y cuando la irradiación solar es elevada y el generador produce más energía de la que se requiere, ésta se vierte a la red.
- **Sistemas híbridos.**
Son sistemas que combinan un sistema solar fotovoltaico y otras fuentes de suministro de energía eléctrica que complementa que no sea la red eléctrica, como pueden ser cualquier otro tipo de fuente energética.

En éste capítulo nos vamos a centrar en los sistemas fotovoltaicos híbridos.

3.2.1. Sistemas aislados.

Los sistemas aislados se utilizan normalmente para proporcionar electricidad a los usuarios con consumos de energía muy bajos para los cuales no compensa pagar el coste de la conexión a la red, y para los que sería muy difícil conectarlos debido a su posición poco accesible.

Los sistemas aislados, normalmente están equipados con sistemas de acumulación de la energía producida. La acumulación es necesaria porque el campo fotovoltaico puede proporcionar energía sólo en las horas diurnas, mientras que a menudo la mayor demanda por se concentra en las horas de la tarde y de la noche.

Durante la fase de insolación es necesario prever una acumulación de la energía no inmediatamente utilizada, que es proporcionada a la carga cuando la energía disponible es reducida e incluso nula.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

Una configuración de este tipo implica que el campo fotovoltaico debe estar dimensionado de forma que permita, durante las horas de insolación, la alimentación de la carga y de la recarga de las baterías de acumulación.

En este sistema fotovoltaico podemos optar por usar baterías o no usarlas, dependerá de nuestras necesidades. Los sistemas fotovoltaicos autónomos suelen estar constituidos por los siguientes elementos: generador, acumulador y carga.

Dependiendo del tipo de carga a la que se le conecte la instalación se puede distinguir dos tipos:

- Carga CC: La carga se alimenta con corriente continua.
- Carga AC: La carga se alimenta con corriente alterna.

3.2.2. Sistemas conectados a red.

Los sistemas conectados a la red normalmente no tienen sistemas de acumulación, ya que la energía producida durante las horas de insolación es canalizada a la red eléctrica; mientras que durante las horas de insolación escasa o nula, la carga viene alimentada por la red.

La tarea de los sistemas conectados a red es, por tanto, la de introducir en la red la mayor cantidad posible de energía. En los sistemas conectados a la red es necesario conectar con los requisitos demandados por la compañía eléctrica.

Además, cuentan con elementos que no solamente protegen la instalación, sino que también regulan la forma y la cantidad en que se suministra la energía eléctrica a la red central. Debe garantizar una cantidad de tensión, un tipo de frecuencia y una calidad de onda.

3.2.3. Sistemas híbridos.

3.2.3.1. Tipos de sistemas híbridos:

Los tipos de sistemas híbridos más comunes son:

- Fotovoltaica + Eólico + Diesel
- Fotovoltaica + Diesel
- Eólico + Diesel
- Fotovoltaica + Baterías + Diesel

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

3.2.3.2. Sistemas híbridos fotovoltaicos.

Los sistemas híbridos con sistema fotovoltaico, además de contar con placas fotovoltaicas para recoger energía, utiliza algún otro sistema para generar energía.

Dichos sistemas optimizan las mejores condiciones del sol, complementándose entre sí. Los días nublados, apenas permiten aprovechar la luz solar, mientras que los días con cielos despejados son más adecuados para las placas fotovoltaicas.

Los elementos básicos que componen este tipo de instalaciones son:

- Generadores (paneles fotovoltaicos).
- Regulador de carga que controla los posibles picos de tensión.
- Baterías donde se conectan las instalaciones.
- Inversor que transforma la señal de continua en alterna y donde se conectan los aparatos de alterna.

Las aplicaciones de los sistemas híbridos, se instalan en lugares, especialmente rurales, donde la radiación solar es muy débil y por lo tanto utiliza los otros generadores auxiliares para abastecer las necesidades; aunque también se dan instalaciones de tipo doméstico.

La gran ventaja de los sistemas híbridos es su fiabilidad, puesto que al no depender de una sola fuente energética, suele ser más fiable.

Como inconveniente cabe señalar la mayor complejidad del sistema de regulación y control, debido a la variabilidad de la radiación solar y a la demanda de carga.

Otro inconveniente es el mantenimiento, que tiene un gran coste y es bastante complejo.

En instalaciones con motor diesel, el mantenimiento es aún mayor debido a la frecuencia con la que hay que reponer el generador; además estas instalaciones producen una gran contaminación acústica y medioambiental.

3.2.3.3. Clasificaciones.

Los sistemas híbridos pueden clasificarse según:

- La presencia de fuentes convencionales.
- El número de fuentes.
- La potencia instalada.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

- El tipo de almacenamiento de energía.
- La conexión a la red de distribución.

Dependiendo del bus de conexión podemos distinguir entre tres diferentes conexiones según el tipo de corriente: conexión en corriente continua, conexión en corriente alterna y conexión mixta.

- Conexión en Corriente Continua (DC coupling).

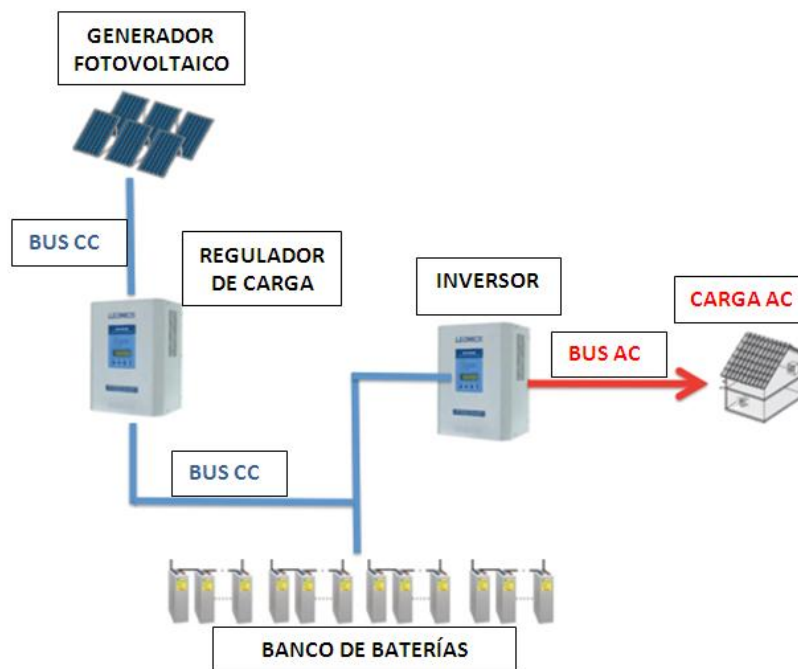


Figura 3.6. Esquema de una instalación en DC coupling.

Esta configuración es la más tradicional y fue de las primeras que se implementó.

Como se observa en la Figura 3.6, se distinguen los siguientes elementos: generador fotovoltaico, regulador de carga, banco de baterías, inversor y consumo.

El bus de corriente continua (CC) es común para todos los elementos excepto para el consumo de corriente alterna (CA). De esta forma, no hay un camino directo desde el generador fotovoltaico al consumo. Por lo que debe pasar por un regulador de carga y por un inversor aislado.

La tensión del bus de corriente continua (CC) más utilizada hasta la fecha ha sido de 12, 24 o 48 V. Con lo que, en principio, habría que tener en cuenta, las posibles pérdidas para grandes distancias. Esta es la razón por la que hasta hoy en día, estos sistemas se han implementado para no muy grandes potencias.

Sin embargo, todo esto se puede mejorar empleando tensiones más altas, tales como 120, 240, 480 u 800 V.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

- Conexión en Corriente Alterna (AC coupling).

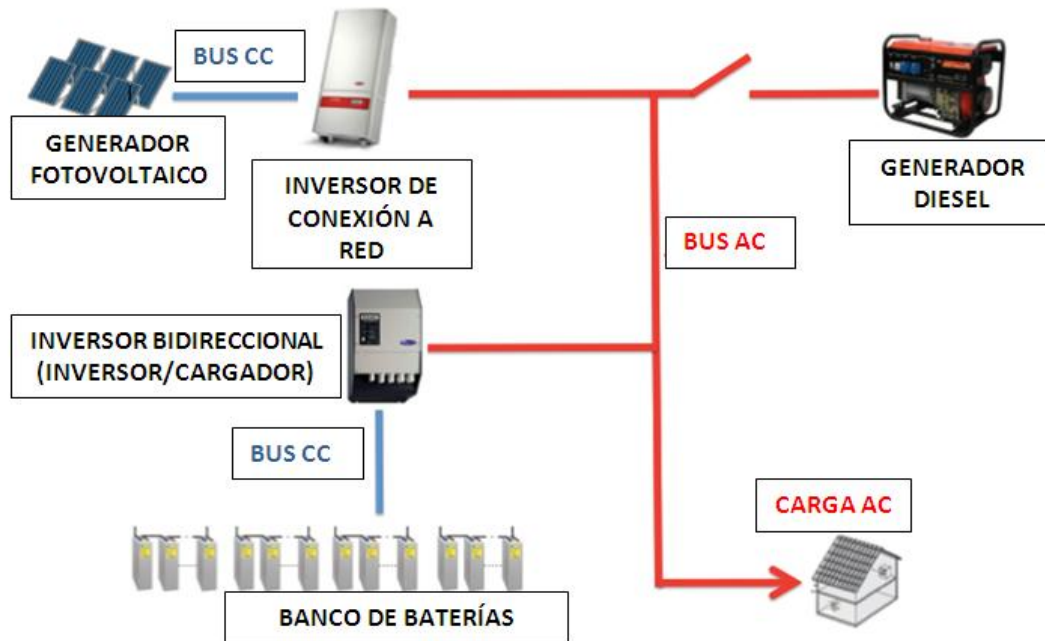


Figura 3.7. Esquema de una instalación en AC coupling.

En esta configuración además del generador fotovoltaico y el consumo, como se ve en la figura 3.7, para ambas topologías aparecen dos nuevos elementos: el inversor de conexión a red y el inversor bidireccional (inversor / cargador).

La característica principal de esta configuración es la utilización de un bus de corriente alterna (CA) que estará generado por el inversor bidireccional (inversor / cargador), que actuará como fuente de tensión de corriente alterna (CA). Además en esta topología hay un flujo de energía directo desde la salida del inversor y del consumo en corriente alterna (CA).

En esta configuración, el sistema funciona de la siguiente forma. El generador fotovoltaico se encarga de abastecer al consumo y, si hubiera excedente de energía se encarga de cargar las baterías, por medio del inversor bidireccional actuando como cargador de baterías. Cuando no hubiera insolación suficiente, el abastecimiento de energía vendría desde el banco de baterías. En tal caso, el inversor bidireccional estaría operando como inversor autónomo.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

- Conexión Mixta: Corriente Continua + Corriente Alterna.

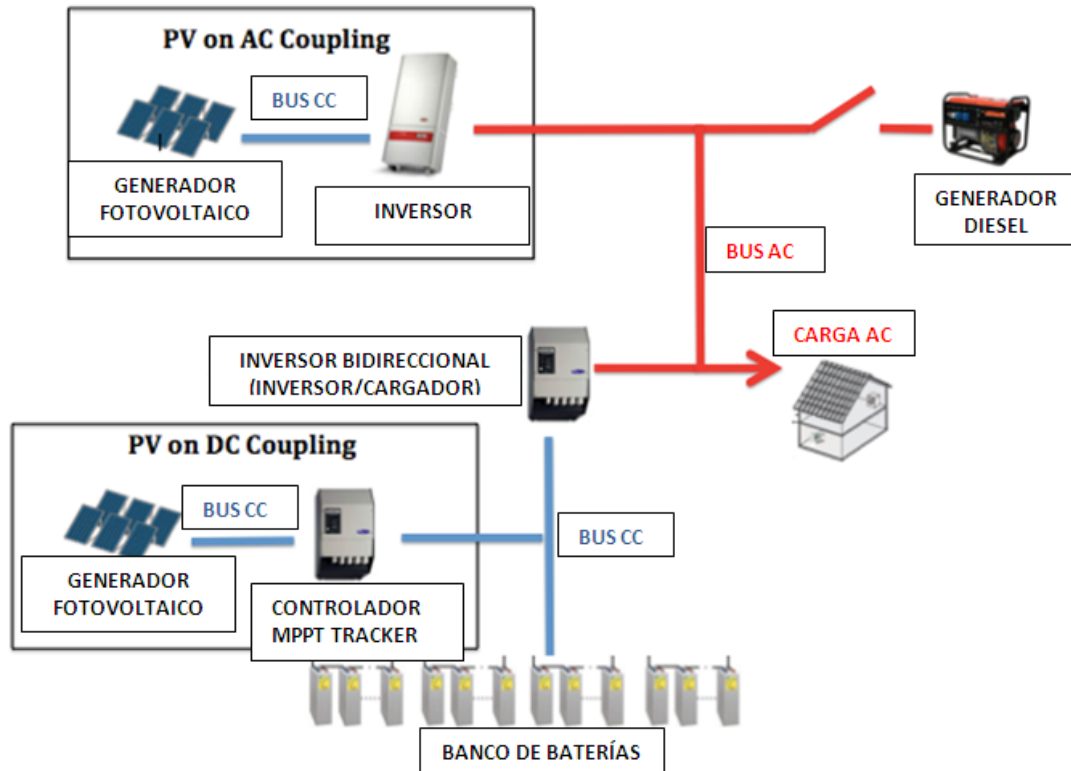


Figura 3.8. Esquema de una instalación mixta.

3.2.3.4. Configuraciones.

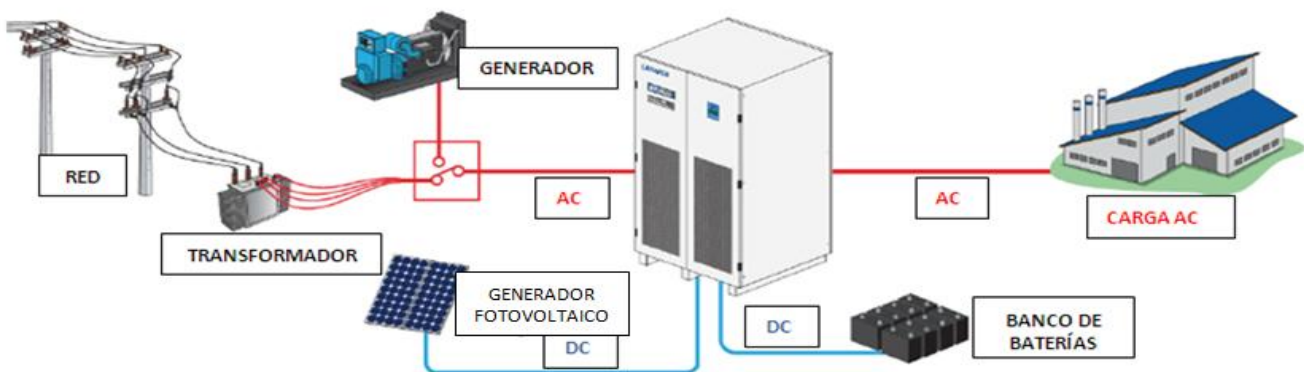


Figura 3.9. Esquema general de nuestra instalación.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

- Día soleado y línea de red normal.

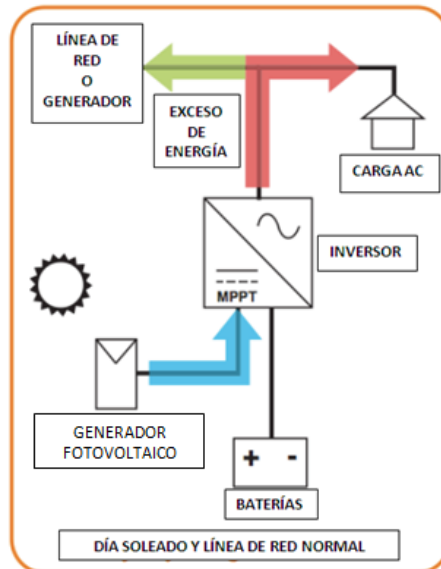


Figura 3.10. Esquema de nuestra instalación para un día soleado y con una conexión a la línea de red normal.

Como observamos en la figura 3.10 al tratarse de un día soleado toda la energía es aportada por los paneles fotovoltaicos, dicha energía es recibida por el inversor para pasar de corriente continua a corriente alterna. A continuación vemos que tenemos un exceso de energía, por tanto, la energía demandada por nuestra carga se aportará directamente y la sobrante se inyectará en el generador. En este caso aunque haya una conexión normal a la línea de red no recibimos energía de ella.

- Día nublado y línea de red normal.

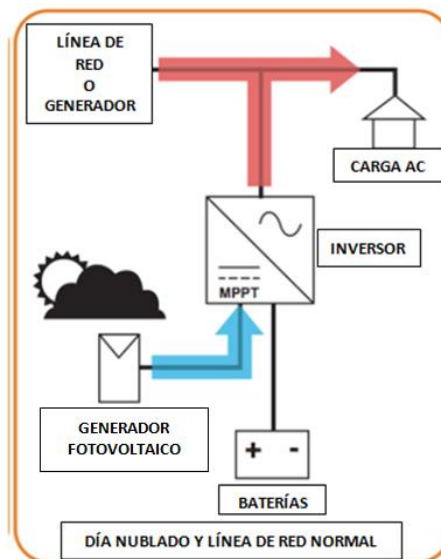


Figura 3.11. Esquema de nuestra instalación para un día nublado y con una conexión a la línea de red normal.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

En la figura 3.11 podemos ver que la energía no sólo la recibimos de los paneles fotovoltaicos, ya que es un día nublado y la irradiancia en este caso disminuye. Por tanto, la energía que recibimos en dichos paneles es transformada en el inversor de corriente continua a corriente alterna, y después se inyecta en la carga. En este caso la energía que se recibe del sol no es suficiente, como consecuencia es necesario inyectar energía de la línea de red al sistema.

- Día soleado y fallo en la línea de red.

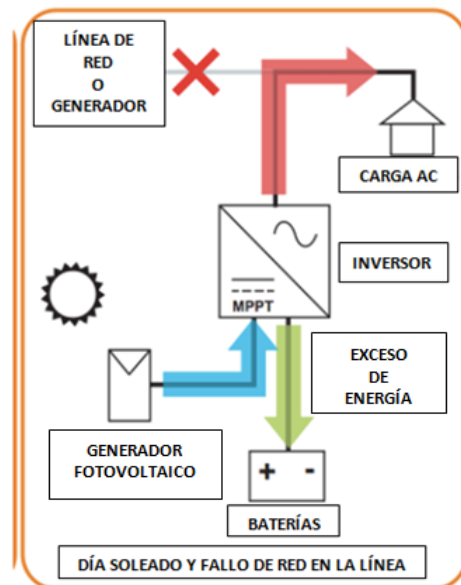


Figura 3.12. Esquema de nuestra instalación para un día soleado y con una conexión a la línea de red fallida.

En la figura 3.12 vemos que se trata de un día soleado por tanto, recibimos energía suficiente de los paneles fotovoltaicos, dicha energía será invertida en el inversor de corriente continua a corriente alterna, para inyectar la energía necesaria demandada por la carga.

En este caso tenemos un exceso de energía que viene de los paneles fotovoltaicos, pero no podremos inyectarlos en el generador ya que tenemos un fallo en la línea de conexión. Por tanto este exceso de energía será inyectado en las baterías dónde se acumulará para cuando sea necesario y tengamos un defecto de energía en el sistema.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

- Día nublado y fallo en la línea de red.

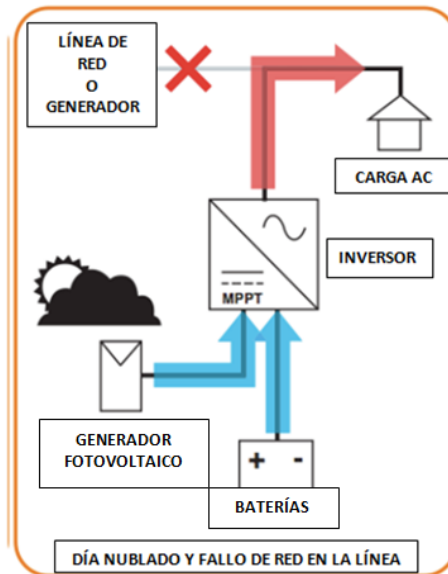


Figura 3.13. Esquema de nuestra instalación para un día nublado y con una conexión a la línea de red fallida.

Podemos observar en la figura 3.9 que se trata de una configuración de un día nublado con fallo en la línea de red. Por tanto la energía que suministran los paneles fotovoltaicos no será suficiente, ya que es menor que la demandada por el sistema. Observamos en dicho esquema que la energía de los paneles se invertirá en el inversor de corriente continua a corriente alterna, y después se inyectará en la carga.

Vemos que la energía no es suficiente, y no podemos inyectar energía desde el generador porque existe un fallo de conexión; por lo que la energía que le falta al sistema vendrá dada por las baterías, ya que anteriormente se han cargado en un caso específico en el que sobraba energía y no podía inyectarse a la red. Dichas baterías han acumulado energía y esta energía pasará por el inversor antes de inyectarse a la carga para transformarse de corriente continua a corriente alterna.

3.2.3.5. Diferencias entre conexión de tipo Corriente Continua y de Corriente Alterna.

A continuación vamos a comparar diferentes valores para cada tipo de conexión. Primero compararemos la eficiencia que presentan con respecto a la carga de las baterías:

	Eficiencia	
	DC coupled	AC coupled
Carga de las baterías	88,20%	80,37%

Tabla 3.2: Porcentaje que presenta la carga de baterías.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

Como podemos ver en la tabla 3.2 el porcentaje de eficiencia de carga de las baterías en una conexión de corriente continua (88.20%) es mayor que en una conexión de corriente alterna (80.37%).

En la siguiente tabla podemos observar los datos relativos a la eficiencia que presenta la energía usada directamente y la eficiencia de la energía usada desde el almacenamiento:

Eficiencia	DC coupled	AC coupled
Energía usada directamente	92,12%	95%
Energía usada desde el almacenamiento	78,76%	71,77%

Tabla 3.3. Porcentaje que presenta la energía usada directamente y usada desde el almacenamiento.

Según vemos en la tabla 3.3 el porcentaje que presenta con respecto a la energía usada directamente es mayor en la conexión de corriente alterna (95%) frente al porcentaje con respecto a la conexión de corriente continua (92.12%). Si comparamos el porcentaje de eficiencia que presenta cada conexión de energía usada desde el almacenamiento vemos que es mayor en la conexión de corriente continua (78.76%) frente al porcentaje de la conexión de corriente alterna que en este caso es menor (71.77%).

Como conclusiones al comparar los porcentajes podemos decir que la conexión de corriente alterna debería ser utilizada sólo cuando se abastece directamente el consumo desde el generador fotovoltaico. Con respecto a la conexión de corriente continua debería ser utilizada para cargar las baterías.

Como vemos la situación ideal sería un porcentaje de conexión de corriente continua y otro porcentaje de corriente alterna en la instalación del sistema. Dicho porcentaje vendría dado por el perfil de consumo de cada instalación y por la irradiancia en cada caso.

3.3. Normativa sistemas fotovoltaicos.

Una norma es un documento que contiene una serie de especificaciones técnicas, reglas y características optimizadas. Todo ello elaborado y aprobado en consenso por un organismo reconocido. En el caso de la fotovoltaica, estos organismos son: CEI (Comisión Electrotécnica Internacional), Underwriters Laboratories (UL), IEEE.

La normativa para sistemas fotovoltaicos de conexión a red es muy extensa, ya que, desde la Unión Europea con organismos como el CENELEC, hasta cada provincia, tienen sus propios criterios.

3.3.1.- Protección contra sobretensiones.

En este campo, la norma a seguir es la norma: UNE-EN 61173:1998, Protección contra las sobretensiones de los sistemas fotovoltaicos (FV) productores de energía.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

3.3.2.- Características de la interfaz de conexión a red Eléctrica.

Esta norma contiene los requisitos de la interfaz entre el sistema fotovoltaico y la red, y las recomendaciones técnicas.

Todos los parámetros de calidad de energía eléctrica (tensión, frecuencia, armónicos, factor de potencia) propone que se midan a la salida de la interfaz salvo que se especifique de otro modo.

3.3.3.- Equipos de protección de sistemas fotovoltaicos y Seguridad del personal.

Como cualquier otra instalación eléctrica, estas instalaciones se habilitan con los medios apropiados para realizar, adecuadamente y de forma segura, la conexión y desconexión eléctrica del sistema fotovoltaico de la red; y para proporcionar la adecuada protección al equipo y a las personas contra condiciones de operación no deseadas. Para tales efectos, se aplica la norma IEEE Std1547 (IEEE, Standard for Interconnecting Distributed Resources with Electric Power Systems).

También se aplican otras normas UNE, que tienen que ver más con los equipos electrónicos específicos usados. Ejemplos:

- UNE-EN 501078:1998 (sobre equipos electrónicos para uso en instalaciones de potencia).
- UNE-EN 61730-1:2007 (sobre cualificación de seguridad en módulos fotovoltaicos).

3.3.4.-Normas de instalaciones solares.

El autoconsumo fotovoltaico está regulado en España. La documentación por la que se rigen las instalaciones solares en esta modalidad:

- Real Decreto 1699/2011, de 18 de noviembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia.
- Nota informativa IDAE: Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente.

Además, existen dos normativas específicas:

- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.
- Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

Capítulo 3: Sistemas Fotovoltaicos.

- Real Decreto Ley 9/2013, de 12 de julio, por el que se adoptan medidas urgentes para garantizar la estabilidad financiera del sistema eléctrico.

Y otra documentación:

- Informe 18/2013 de la CNE sobre la propuesta de real decreto por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos.
- Informe 19/2013 de la CNE sobre la propuesta de real decreto por el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de las modalidades de suministro de energía eléctrica con autoconsumo y de producción con autoconsumo.
- Informe 103/13 de la CNC sobre el anteproyecto de ley del sector eléctrico.

3.3.5. Normas genéricas.

- Las instalaciones fotovoltaicas de particulares podrán conectarse legalmente a las redes de distribución, y será posible vender energía a las Compañías Eléctricas. La energía solar podrá recibir ayudas a través de la factura de la luz, en una cantidad superior a las demás energías.
- Las compañías eléctricas están obligadas a firmar un contrato con cualquier productor de las energías incluidas en el decreto, y a comprar toda la energía ofrecida por estos productores al precio de mercado más la prima. Hay un régimen económico diferenciado para cada fuente renovable de energía.
- Y sólo los productores de energía con fuentes renovables (excepto biomasa) pueden vender toda la energía que producen, no sólo los excedentes.
- La novedad más relevante que introduce el RD 2818/1998, consiste en establecer una prima a la producción de electricidad procedente de las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red (hasta 60 pesetas/kWh). Se introduce para potenciar la participación de energía no contaminante.
- El Real Decreto 2818/1998 de 23 de diciembre requiere de un complejo desarrollo posterior (y el texto del RD así lo refleja) para hacer posible (entre otras cosas) la implantación de una parte del 1.000.000 kWp perteneciente a la campaña para promocionar las instalaciones fotovoltaicas (1999-2003) de la Dirección General XVII de la Comunidad Europea.



Capítulo 4:

INVERSOR FOTOVOLTAICO

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

Un inversor es un dispositivo electrónico que convierte la energía eléctrica de corriente directa a corriente alterna. En algunos casos podemos encontrar el mismo término para equipos que convierten la corriente alterna a directa aunque en este caso estaríamos hablando de un rectificador.

Dichos inversores son utilizados en una gran variedad de aplicaciones, desde pequeñas fuentes de alimentación para equipos electrónicos, hasta aplicaciones industriales. También son utilizados para convertir la corriente continua generada por los paneles solares fotovoltaicos en corriente alterna y de esta manera poder inyectarla en la red eléctrica.

Los inversores se clasifican básicamente por su potencia nominal de salida, sin embargo existen otros parámetros a considerar también como son:

- El tipo de onda: cuadrada, senoidal, senoidal modificada.
- El voltaje para protecciones.
- Las opciones como la de inversor - cargador, etc.

4.1. Características generales de un inversor.

Las características principales que tiene un inversor son las detalladas a continuación:

- Resistir potencias puras, sin que se colapse el inversor. Los inversores de onda cuadrada no aguantan muy bien estas subidas.
- Tener una eficacia razonable, por lo que se tendrá que ver si el aparato va a trabajar a una potencia pequeña o a una fracción de la misma, ya que el rendimiento del convertidor baja mucho. Debe ser del 70% trabajando a una potencia del 21% de la nominal y del 85% cuando trabaje a una potencia superior a la del 40% de la nominal.
- El montaje debe ser estable con independencia de la potencia en cada instante. Se puede admitir una variación del 5% en convertidores senoidales y del 10% en convertidores de onda cuadrada. Pero si existen acumuladores, la tensión real de entrada no será mayor del 125% ni menor del 85% de la tensión nominal de entrada del convertidor.
- Baja distorsión armónica. La variación en la frecuencia de salida será del 3% de la nominal.
- Capaz de instalarse en paralelo, para un posible crecimiento en la instalación.
- Tener un arranque automático, para poder conectarse y desconectarse cuando exista una mayor o menor energía eléctrica una red.

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

- Ser seguro, por lo que tendría que tener todo lo necesario para evitar cortocircuito, sobrecarga, inversión en la polaridad, etc.
- Aguantar entre -5°C y 40°C , por lo que ha de tener un buen comportamiento térmico.
- Incluir las señales luminosas necesarias para indicarnos un posible cortocircuito.
- Tendrá toda la documentación que acredite el correcto funcionamiento y las características del mismo:
 - Tensión de trabajo de entrada y salida.
 - Potencia nominal.
 - Frecuencia nominal y factor de distorsión.
 - Forma de la onda.
 - Rango de temperaturas admisibles.
 - Rendimiento en función de la potencia demandada.
 - Sobrecarga que resiste.
 - Resistencia a cortocircuito.
 - Factor de potencia.

La complejidad de los inversores está en su capacidad de igualar la forma sinusoidal de la onda de corriente alterna, y en la garantía de mantener la frecuencia y el voltaje dentro de unos límites.

Para las instalaciones aisladas, los requisitos de estos equipos son menores que en las conectadas a la red. En este último caso, los inversores son unos elementos más sofisticados que deben garantizar que la electricidad solar se vierte a la red en las mismas condiciones que lo hacen las centrales convencionales.

4.2. Clasificación de inversores.

Los inversores se clasifican básicamente por su potencia nominal de salida, sin embargo existen otros parámetros a considerar también como son:

- El tipo de onda: cuadrada, modulada, senoidal pura, senoidal modificada.
- La aplicación.

4.2.1. Según la aplicación.

- Inversores autónomos: son los utilizados en los sistemas fotovoltaicos de dos tipos, o bien autónomos o bien aislados de la red eléctrica externa.

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

- Inversores de conexión a red: son los utilizados en los sistemas fotovoltaicos conectados a la red eléctrica externa.

4.2.2. Según la forma de onda.

Los inversores se pueden clasificar según su forma de onda de la tensión de salida en cuatro tipos:

- De onda cuadrada: característica de algunos inversores económicos de baja potencia, aptos para la alimentación exclusiva de aparatos puramente resistivos, como elementos de iluminación y otros.
- De onda modulada: también característica de inversores de baja potencia, pero con un espectro de posibles elementos de consumo más amplio que el tipo anterior, que incluye alumbrado, pequeños motores y equipos electrónicos no muy sensibles a la señal de alimentación.
- De onda senoidal pura: este tipo de inversores proporciona una forma de onda a su salida que, a efectos prácticos, se puede considerar idéntica a la red eléctrica general, permitiendo así la alimentación de cualquier aparato de consumo o , en su caso, la conexión a red.
- De onda senoidal modificada (o trapezoidal) intermedio entre los dos anteriores, permite ampliar el espectro de elementos de consumo y de potencia, limitado en el de onda cuadrada modulada.

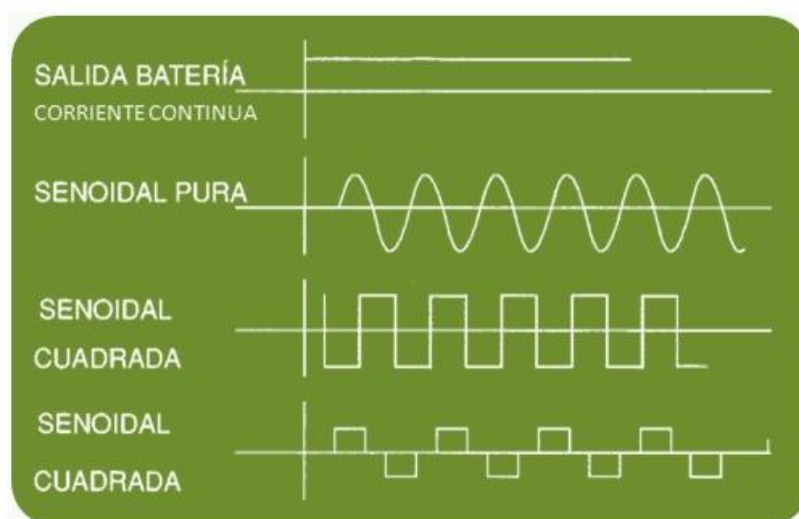


Figura 4.1: Formas de onda.

El inversor perfecto es aquel que puede producir la corriente alterna en forma senoidal, pero es bastante más caro, como a veces no es necesario, es más económico usar un inversor de onda cuadrada.

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

4.2.3. Otras clasificaciones existentes.

Según el principio de funcionamiento de los inversores de conexión a red se clasifican en guiados por la red o autoguiados.

- Inversores guiados por la red: los inversores guiados por la red tienen como principio básico un puente de tiristores. Estos inversores de utilizan convencionalmente en la automatización (técnicas de impulsión, movimiento de motores...). Hoy en día los inversores utilizados en las grandes plantas fotovoltaicas utilizan este tipo de tecnología. Para inversores monofásicos de poca potencia (< 5 KW) todavía existen pocos fabricantes que oferten inversores para instalaciones fotovoltaicas basados en esta tecnología.
- Inversores autoguiados: en los inversores autoguiados se utiliza como principio básico un puente de materiales semiconductores que se pueden conectar y desconectar. En función de la potencia del inversor y del nivel de funcionamiento, se emplean los siguientes materiales semiconductores:
 - Mosfet (transistores de efecto de potencia)
 - Transistores bipolares
 - GTO (tiristores desconectables de hasta 1 K)
 - IGBT (transistores bipolares de puerta aislada)

Con estos disyuntores se permite la reproducción de la onda sinusoidal mediante el principio de modulación de ancho de pulso (PWM).

- Inversores centrales: en los que la instalación fotovoltaica dispone de un único inversor. Habitualmente son inversores de elevada potencia.
- Inversores modulares, habitualmente denominados “string inverters”, son inversores de potencias en el rango de 1 a 5 kW.
- Inversores integrados en módulos fotovoltaicos o módulos de corriente continua (CA), en lo que el inversor está integrado en la caja de conexiones o se puede adherir a la parte posterior del modulo fotovoltaico.

4.3. Configuraciones de los inversores.

Los semiconductores de potencia comúnmente utilizados en los inversores fotovoltaicos son:

- Los tiristores (SCR y GTO).
- Los transistores de potencia (MOSFET's, bipolares e IGBT).

A mayor frecuencia de conmutación se obtiene una onda de salida mucho más cercana a la senoidal ideal con menor contenido en armónicos y factores de potencia mayores, eliminando de este modo la necesidad de filtrados a la salida del inversor.

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

En general, el modo de operación de estos dispositivos semiconductores de potencia es que cuando se les aplica un pulso o tensión a la puerta permiten el flujo de corriente del ánodo al cátodo. Se diferencian unos de otros en el voltaje y corriente de trabajo máximo admisible y en el tiempo de interrupción.

4.4. Inversores en aplicaciones fotovoltaicas.

Los inversores empleados en las aplicaciones fotovoltaicas se pueden agrupar en dos categorías:

- Autoconmutados. Pueden funcionar como fuente de tensión o como fuente de corriente. Se pueden utilizar, tanto en aplicaciones autónomas como en aplicaciones conectadas a la red eléctrica.
- Conmutados por la red. Sólo pueden funcionar como fuente de corriente. Únicamente se pueden utilizar en aplicaciones conectadas a red.

Normalmente los inversores operan a una frecuencia fija de salida (50 Hz), pero existe un caso especial de los inversores autoconmutados que pueden variar su frecuencia de salida en función de la potencia de entrada y la carga de salida, y se suelen utilizar en los sistemas de bombeo fotovoltaico.

Por otro lado, los inversores pueden conectarse a un sistema de baterías con una tensión definida, como es el caso de los inversores autónomos, o directamente al generador fotovoltaico, como es el caso de los inversores de conexión a red, en cuyo caso el rango de variación de la tensión de entrada es mayor. Los inversores de conexión directa a un generador fotovoltaico, poseen además seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico.

Los inversores autoconmutados pueden operar de modo autónomo. La regulación de tensión suele realizarse por modulación de ancho de pulso (PWM). Normalmente conmutan a alta frecuencia con lo que la señal de salida suele ser muy sinusoidal con contenido de armónicos de muy alta frecuencia, fácilmente filtrables. Este tipo de inversores, en su conexión a red, no demanda potencia reactiva ya que puede generar la señal de corriente totalmente en fase con la tensión de red, aunque también puede usarse para compensar reactiva modificando el factor de potencia.

Los inversores conmutados por red basados en tiristores, necesitan la presencia de la señal de tensión de red que se utiliza para el disparo de los semiconductores. Debido a ello suelen operar con ondas de corriente retrasada respecto a la onda de tensión de red con lo que se necesitan unidades de compensación de potencia reactiva. Este tipo de inversores está dejando de ser utilizados siendo sustituidos por inversores basados en dispositivos autoconmutables, habitualmente IGBT's con un control PWM controlado en corriente.

Debido al alto coste de producción de la energía solar fotovoltaica, los inversores han de ser fiables y de alto rendimiento. Aunque los inversores IGBT's tienen un menor rendimiento, todos los inversores han de estar por encima del 90 %, siendo un 94 % un valor normal.

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

El rendimiento del inversor varía dependiendo de la potencia que se genera. Con inversores de nuevas tecnologías se pueden alcanzar rendimientos del 85 % al 10 % de la carga nominal. En el caso de utilizar cargas inductivas, inducen un desfase entre la corriente y la tensión, disminuyendo el factor de potencia con lo que la potencia real suministrada a dichas cargas puede verse reducida por un intervalo entre el 10 % hasta el 30 % o en algunos casos más.

4.5. Características de operación.

Las características de operación más deseables de los inversores se pueden condensar en:

- Voltaje y corriente de entrada/salida.
- Tipo de forma de onda.
- Límites del voltaje de entrada. Los inversores se diseñan para un voltaje de entrada determinado, con unos límites superior e inferior de variación del voltaje.
- Bajo autoconsumo y alto rendimiento.
- Distorsión armónica total. Cuanta menor distorsión armónica total, menor ruido e interferencias. Se debe tener en cuenta el factor de potencia de operación con las cargas.
- Potencia de salida. Referida como potencia continuada de operación.
- Capacidad de sobrecarga. Importante en el caso de arranque de motores con inversores de frecuencia fija, donde es necesaria una corriente de arranque de tres a siete veces la nominal.
- Regulación de tensión de salida, independiente de la tensión de entrada y del consumo.
- Regulación de la frecuencia de salida.
- Facilidad de reparación y mantenimiento.
- Umbral de arranque ajustable (nivel mínimo de carga para que el inversor arranque).
- Capacidad de operar en paralelo adaptándose a la modularidad de los sistemas fotovoltaicos o facilidad de aumentar la potencia disponible.

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

El inversor, es el elemento principal para la operación exitosa del sistema fotovoltaico y también es la parte más compleja. Los inversores se pueden utilizar tanto en sistemas fotovoltaicos autónomos como en sistemas conectados a la red eléctrica, y algunas de las exigencias comunes son:

- Operar en un rango amplio de voltajes de corriente continua de entrada.
- Poseer autoprotecciones y seguridad hacia el usuario.
- Regular el voltaje y la frecuencia de salida.
- Proporcionar potencia de corriente alterna a las cargas o a la red eléctrica con una determinada calidad de suministro.
- Realizar seguimiento del punto de máxima potencia si están directamente conectados al generador fotovoltaico.
- Operar en un rango de condiciones ambientales de temperatura y humedad relativa.
- Poseer interfases con otros controles del sistema, o controlar el sistema.
- Satisfacer las necesidades de seguridad exigidas en la conexión a red.

La fiabilidad y el coste han sido los dos importantes elementos en los últimos desarrollos. Actualmente se han conseguido los siguientes objetivos:

- Se han desarrollado nuevos diseños específicos para aplicaciones fotovoltaicas, aumentándose la fiabilidad y reduciéndose el coste final.
- Se están utilizando nuevos y mejorados dispositivos de estado sólido dando lugar a diseños con menos fallos, mejor calidad de potencia, mejor control, mayor fiabilidad y mayores rendimientos en todo el rango de potencia de operación.
- Se han desarrollado nuevos conceptos como es el caso de los módulos de corriente alterna, consistentes en pequeños inversores situados en la parte posterior del módulo.
- Se han conseguido inversores de gran potencia (>650 kW) en una sola unidad, utilizando un solo puente inversor.

4.5.1. Otras características a examinar.

Además de un elevado rendimiento de operación y la capacidad de suministrar los picos de arranque de algunas cargas o capacidad de sobrecarga, hay otra serie de características que es conveniente examinar en los inversores para su utilización en sistemas fotovoltaicos autónomos:

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

- Autoconsumo. Cuando un inversor no está en operación, el inversor tiene un pequeño consumo de potencia. Existen inversores que se apagan cuando no existen cargas conectadas a su salida minimizando el autoconsumo. En este caso el inversor mantiene un sistema automático de detección de conexión de cualquier carga.
- Autoarranque. El inversor ha de tener la capacidad de arrancar automáticamente cuando detecta que alguna carga ha sido activada.
- Interferencias. Las interferencias electromagnéticas de radiofrecuencia han de suprimirse minimizando interferencias con otros dispositivos sensibles a ellas como radios, televisiones u ordenadores.
- Regulación del nivel eficaz de la tensión de salida. Se debe mantener el valor de la tensión de salida cercano a 220 V y el voltaje pico cerca de 380 V para evitar que no se dañen los aparatos conectados. En algunos inversores no regulados, la tensión de salida cambia con el consumo y con el voltaje de entrada, lo que puede suponer graves problemas para algunos tipos de cargas.
- Baja distorsión armónica total de la onda de tensión de salida. La distorsión armónica total de la onda de tensión de salida depende del tipo de onda del inversor y de los filtros utilizados internamente, en cambio no depende del inversor, sino del tipo de carga conectada a él.
- Regulación en frecuencia. Los inversores autónomos han de mantener constante la frecuencia de operación.
- Capacidad de sobrecarga. La capacidad de proporcionar hasta seis veces la potencia nominal, durante un periodo de tiempo limitado, habilita al inversor para el arranque de cargas con elevados picos de corriente de arranque, sin necesidad de sobredimensionarlo para un normal funcionamiento.
- Protección para sobrecorrientes. El inversor se debe proteger si detecta elevadas corrientes de duración limitada.
- Protección térmica. El sobrecalentamiento de los componentes debido a condiciones adversas de operación debe parar la operación del inversor o limitar la potencia de operación a determinados niveles de seguridad.
- Protección contra sobretensiones.
- Protección contra bajas tensiones.
- Protección contra inversión de polaridad. El inversor está protegido si se cambia la polaridad de la entrada DC.
- Posibilidad de conectar inversores en paralelo. En aplicaciones donde la variabilidad del consumo es muy grande, es muy difícil encontrar un solo inversor con alto rendimiento en todo el rango de consumo. La utilización de

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

dos o más inversores en paralelo puede mejorar el rendimiento considerablemente, si están sincronizados para ello.

- Aislamiento DC/AC. Resulta conveniente en las instalaciones tener aislamiento entre las dos partes del sistema AC y DC.
- Los inversores autónomos que se conectan directamente a la batería, sin necesidad de regulador externo de carga para protección contra sobredescargas, lo llevan incorporado internamente. Cuando se produce el arranque de cargas con elevados picos de corriente de arranque, se puede producir una bajada de muy corta duración de la tensión de batería, debida a la corriente de arranque. Por tanto el inversor ha de disponer de un ciclo de histéresis adecuado o en caso contrario no podría arrancar en estos casos, que no es debido a la capacidad de sobrecarga del inversor, si no debido al corte por baja tensión de batería.

4.6. Inversores en la actualidad.

Los inversores comercialmente disponibles en la actualidad incluyen diseños para inversores conectados a red, sistemas híbridos y autónomos. Algunos diseños son modulares, pueden operar en serie o en paralelo. Otros nuevos diseños son bidireccionales con control automático que permite tanto la carga de una batería como la inversión. Casi todos los inversores utilizan microprocesadores con control digital. Algunos incorporan la posibilidad de programación remota y sistema de monitorización integrado. También el rendimiento es cada vez mejor.

La tendencia de los últimos años es centrarse más en los aspectos de fabricación, control de calidad, modularidad y hardware estandarizado. También se están incorporando los circuitos integrados de potencia y dispositivos de conmutación inteligentes. Estos componentes combinan la lógica, protecciones, drivers y aislamiento eléctrico en una sola unidad compacta, aumentando la densidad de potencia y multifuncionalidad a la vez que disminuye el tamaño, el peso y el coste.

En el caso de inversores de conexión a red se están alcanzado elevados rendimientos de operación, junto con elevados grados de fiabilidad de operación. No obstante, son necesario mejoras y optimización de los algoritmos de seguimiento del punto de máxima potencia del generador fotovoltaico, que en la actualidad es el elemento primordial que diferencia unos modelos de otros, además de las características de telemonitorización y programación de diferentes parámetros de operación en función del tipo de instalación.

4.7. Inversores fotovoltaicos autónomos.

Los inversores fotovoltaicos autónomos operan normalmente conectados a un sistema de baterías para dar suministro a las cargas de corriente alterna de la instalación. Los aspectos importantes que deben examinarse a la hora de elegir un inversor para un sistema fotovoltaico autónomo son:

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

- Rango de variación admisible de la tensión de entrada, la tensión de batería varía en función de su estado de carga y régimen de corriente, y la inclusión de fusibles de protección contra cortocircuito de la batería en el sistema producen caídas de tensión a la entrada del inversor.
- Estabilidad de la tensión de corriente alterna de salida.
- Ausencia de componentes de corriente alterna a la entrada del inversor.
- Rendimiento en función del factor de potencia, el rendimiento decae a medida que aumenta el factor de potencia de las cargas, es máximo a potencia nominal, es muy bajo a potencias de operación muy inferiores a la nominal y decrece a potencias mayores. El factor de potencia viene determinado por las cargas. Una carga es cualquier dispositivo que absorbe energía en un sistema eléctrico.
- Distorsión armónica de las ondas de tensión y corriente de salida. Algunos equipos de consumo no operan correctamente con formas de onda no sinusoidales o con grandes contenidos en armónicos.
- Capacidad de sobrecarga, esto es, cuanta potencia máxima pueden soportar y durante cuánto tiempo.
- Protecciones incorporadas, tanto en la parte de la batería como en la salida en alterna.

Por tanto, el conjunto mínimo de características que se han de obtener del fabricante del inversor son:

- Tensión nominal.
- Rango de tensión de entrada.
- Frecuencia.
- Regulación de frecuencia.
- Potencia (30 minutos).
- Potencia (continua).
- Tensión de salida.
- Regulación de tensión.
- Potencia pico (resistiva).
- Potencia pico (motores).
- Rendimiento a la potencia nominal.
- Rendimiento máximo.
- Consumo en vacío.
- Protecciones incorporadas.
- Dimensiones (mm).
- Peso (kg).

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

Normalmente los inversores fotovoltaicos autónomos incorporan también un regulador de carga, de modo que desconectan el consumo a determinados niveles de estado de carga del sistema de baterías.

No obstante, en el sistema fotovoltaico, es necesario incluir un regulador de carga adicional para evitar la sobrecarga de las baterías. También suelen incorporar un sistema de monitorización interno y un visualizador en el que indican los diferentes parámetros de operación del sistema.

Un aspecto más difícil de conocer a priori y que es fundamental en el coste y operación de un sistema fotovoltaico, es el tema de fiabilidad del equipo. Es necesario que el equipo opere el mayor tiempo posible sin sobrecalentamientos, averías, etc. Y en cualquier caso disponer de materiales de repuesto y una vía de mantenimiento y reparación asegurada en caso necesario.

También se necesita comprobar el tipo de caja y su grado de protección a la intemperie. La penetración de suciedad disminuye considerablemente su tiempo de vida.

Los inversores transforman la corriente continua en corriente alterna. La corriente continua produce un flujo de corriente en una sola dirección, mientras que la corriente alterna cambia rápidamente la dirección del flujo de corriente de una parte a otra.

La frecuencia de la corriente alterna en Europa es de 50 ciclos normalmente. Cada ciclo incluye el movimiento de la corriente, primero en una dirección y luego en otra. Esto significa que la dirección de la corriente cambia 100 veces por segundo.

Para el caso concreto de los sistemas fotovoltaicos, los inversores tienen su principal aplicación en instalaciones donde la demanda de energía es en corriente alterna.

4.7. Rendimiento.

Los inversores intrínsecamente eficientes y conseguir que los rendimientos de los inversores alcancen los niveles actuales ha sido posible gracias al desarrollo tecnológico de las últimas décadas.

El rendimiento de conversión de DC/AC en inversores autónomos depende del tipo de carga (resistiva, capacitiva o inductiva) a ellos conectada, en concreto se puede establecer una dependencia del rendimiento en función del factor de potencia.

El rendimiento no es constante en todo el rango de potencias de operación, sino que varía dependiendo de la potencia generada siendo muy bajo a muy bajas potencias y aumentando progresivamente a medida que aumenta la potencia.

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

4.8. Inversor Fronius IG Plus.

Nuestro sistema está compuesto de cuatro inversores de conexión a red de la marca Fronius, modelo Fronius IG Plus 150 V-3, de 12 kW cada uno.



Figura 4.2. Imagen de inversor Fronius IG Plus.

En la figura 4.2 observamos una imagen del inversor de nuestro sistema. Es un modelo correspondiente al año 2007.

4.9. Normativa del inversor.

Como cualquiera de los componentes de un sistema fotovoltaico, los inversores han de cumplir las normas generales aplicables a este tipo de instalaciones.

4.9.1. Normativa general.

- Real Decreto 2366/1994 de 9 de diciembre (sobre producción de energía eléctrica por instalaciones hidráulicas, de cogeneración y otras abastecidas por recursos o fuentes de energía renovables).
- Orden del 5 de septiembre de 1985 (por la que se establecen normas administrativas y técnicas para el funcionamiento y conexión a las redes eléctricas de centrales hidroeléctricas de hasta 5000 k VA y centrales de autogeneración eléctrica).
- Norma ONSE 30.01-248 Instalaciones fotovoltaicas. Condiciones técnicas de conexión a la red de baja tensión (Norma interna de la Compañía Sevillana de Electricidad).

Capítulo 4: Inversor fotovoltaico.

- Normativa UNE: UNE-EN 60891: 1994 procedimiento de corrección con la temperatura y la irradiancia de la característica I-V de dispositivos fotovoltaicos de silicio cristalino (Versión oficial en 60891:1994). UNE-EN 60904-1:1994 dispositivos fotovoltaicos parte 1: medida de la característica I-V de los módulos fotovoltaicos (Versión oficial en 60904-1:1993). UNE-EN 60904-2:1994 dispositivos fotovoltaicos parte 2: requisitos de células solares de referencia (Versión oficial en 60904-2: 1993 de circuito abierto. UNE-EN 61727:1996 sistemas fotovoltaicos (FV), características de la interfaz de conexión a la red eléctrica.

4.9.2. Normativa aplicable a los inversores.

Las normas básicas que han de cumplir los inversores en España son las siguientes:

- R.D. 1663/2000: se recogen, entre otros aspectos, el procedimiento de inclusión de una instalación de producción de energía eléctrica en el régimen especial, su régimen económico o las condiciones de entrega de la energía eléctrica producida en esas instalaciones.
- Marcado de CE: si los productos están sujetos a varias directivas, todas las cuales establecen el marcado CE, el marcado indica que se presume que los productos son conformes con las disposiciones de todas estas directivas.
- REBT: los inversores forman parte de una instalación de baja tensión, así pues han de cumplir las normas dictaminadas por el Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión (España).
- IEEE 929-2000: norma referida al diseño y tipo de conexión de los inversores.
- IEC 61727: norma donde se explica cómo ha de ser la conexión entre el generador fotovoltaico y el inversor.
- UL 1741: se recogen aspectos relacionados con inversores, convertidores, controladores y Sistema de Interconexión Equipo para uso con distribución de los recursos de la Energía.
- IEC 60364-7-712: reglas para las instalaciones y emplazamientos especiales.



Capítulo 5:

DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS UTILIZADOS

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

Como ya se ha comentado anteriormente, el sistema fotovoltaico utilizado en este proyecto es un sistema de autoconsumo híbrido autónomo fotovoltaico, éste sistema está basado en lo que se denomina como “AC coupled”.

“AC coupled” quiere decir, el acoplamiento en corriente alterna de diversas fuentes de generación y consumo. En este sistema, hay dos fuentes de generación: el generador fotovoltaico, el cual opera como fuente de corriente y el generador diesel, que opera como fuente de tensión y de corriente.

Los elementos que componen dicho sistema son los siguientes:

- Campo fotovoltaico (60,160 kW instalada): compuesto por 235 módulos LDK 235 P.
- Baterías (4572 Ah C10): baterías de plomo-ácido, de 2 V, 1143 Ah C10 10 OPzS 1000, con el bus de 48 V.
- Inversores de conexión a red (4): cuatro unidades de inversores Fronius IG Plus 150 V-3, de 12 kW cada uno.
- Inversor/cargador: seis unidades Studer XTH- 8000-48, de 8 kW de 48V.
- Generador diesel: una unidad de 128 kW de potencia activa, de la marca Newage International LTD.

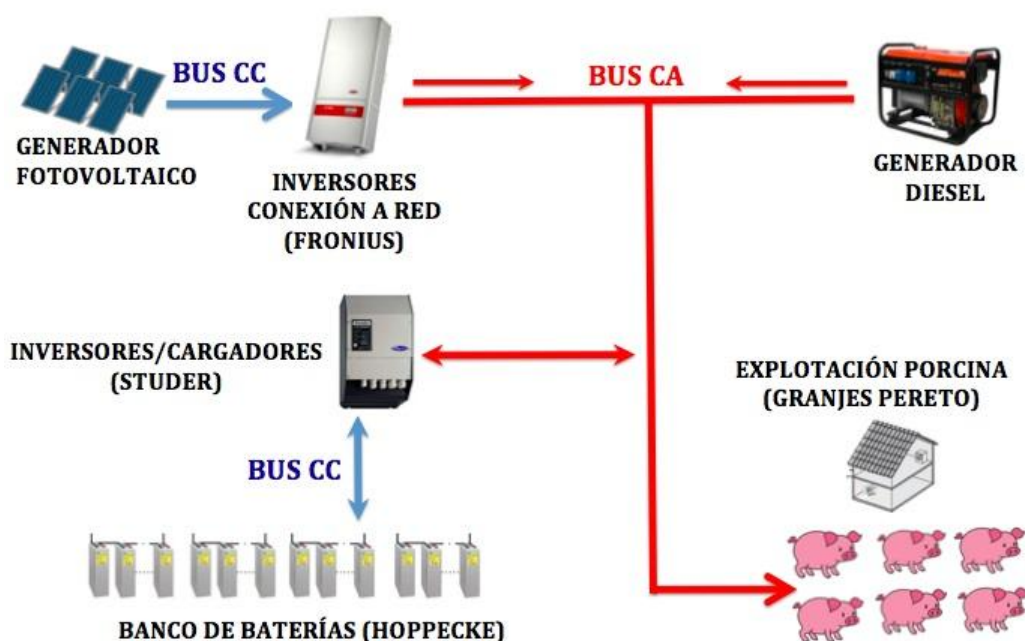


Figura 5.1: Esquema gráfico de la instalación.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

De acuerdo con la Figura 5.1, el sistema se compone de dos fuentes de energía (generador fotovoltaico y generador diesel) y un sistema de almacenamiento (banco de baterías). Desde el punto de vista funcional, en realidad, hay una fuente de tensión (las baterías) y tres fuentes de corriente (generador fotovoltaico, inversores de conexión a red y generador diesel).

A continuación se muestra en la imagen una foto real de la instalación exceptuando el generador fotovoltaico. Podemos observar los inversores / cargadores que están compuestos por seis unidades de modelos Studer XTH-8000-48. A la derecha vemos los inversores de conexión a red y abajo el conjunto de baterías presente en la instalación.



Figura 5.2. Imagen de los componentes del sistema.

Para tomar las medidas necesarias y después realizar el análisis se han utilizado dos vatímetros de muy alta precisión y sondas de corriente continua y de corriente alterna, así como una sonda para medir la irradiancia.

5.1. Localización.

Nuestro sistema se encuentra situado en la provincia de Lérida, en concreto en un pueblo llamado Isona.

Nuestra instalación está en una granja porcina que modifiqué su instalación, anteriormente se basaba en exclusiva en generación diesel, por un sistema híbrido basado en energía solar fotovoltaica. Uno de los principales motivos es el incremento del precio del combustible.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

5.2 Elementos del sistema híbrido.

Los elementos principales que componen un sistema híbrido son los detallados a continuación.

5.2.1. Generador fotovoltaico.

El elemento principal de un generador fotovoltaico es el módulo fotovoltaico. La cantidad de energía producida por un generador fotovoltaico depende de la irradiancia de la localidad y de la latitud.

Un conjunto de módulos forman el panel fotovoltaico, mientras que módulos o paneles conectados eléctricamente en serie, para obtener la tensión nominal de generación, forman la rama. Dichas ramas se conectan en paralelo para poder obtener la potencia deseada y constituyen el generador. Estos módulos fotovoltaicos que forman el generador, están montados sobre una estructura que los sujeta y que se orienta para optimizar la radiación solar. En nuestra instalación disponemos de un generador diesel que consta de una unidad de 128 kW de potencia activa, de la marca Newage International LTD.

5.2.1.2 Campo fotovoltaico.

Nuestra instalación tiene un campo fotovoltaico (60,160 kW instalada) que está compuesto por 235 módulos LDK 235 P.

Cada módulo solar LDK Solar de 235 Wp es idóneo para nuestra instalación, debido a su calidad, y porque ofrece uno de los precios más competitivos del mercado. Compuesto por 60 células de 6" fabricadas por LDK Solar, de alta eficiencia, nos permite disponer de un módulo de alta potencia con un espacio muy reducido y potencias comprendidas entre 220 Wp y 240 Wp.

Dichos módulos presentan una serie de ventajas:

- Tolerancia de módulo positiva 0/+5% (todos los módulos suministrados superan su potencia nominal).
- Obleas de alta calidad grado semiconductor 11N.
- Células de alta eficiencia de conversión.
- Módulos de alta eficiencia y gran rendimiento.
- 10 años contra defecto de fabricación.
- Módulos de alta características técnicas en mono y policristalinos.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

Las características eléctricas vienen dadas en la siguiente tabla:

Potencia nominal	235
Tensión nominal	30.0
Corriente nominal	7.98
Tensión circuito abierto	37.2
Corriente cortocircuito	8.35
Eficiencia	14.4
Tolerancia	/-3%
Tipo célula	Polycrystalline Silicon Solar Cells 156 x 156 mm
Células por módulo	60 (6 x 10)
Dimensiones	1642 x 994 x 40Grosor
Peso	20kg

Tabla 5.1. Características eléctricas del campo fotovoltaico.

STC* (Standard Test Conditions): Irradiación 1000W/m², Temperatura módulo 25°C, masa de aire 1.5

La tabla 5.1 hace referencia a las características eléctricas del campo fotovoltaico.

Los datos correspondientes al rendimiento del campo fotovoltaico vienen dados en la siguiente tabla:

Potencia nominal (P_{max})	170
Tensión en P_{max} (V_{mp})	27.4
Corriente en P_{max} (I_{mp})	6.22
Tensión de circuito abierto (V_{oc})	33.9
Corriente de corto circuito (I_{sc})	6.76

Tabla 5.2. Rendimiento del campo fotovoltaico.

Rendimiento eléctrico al NOCT:

NOCT: Irradiación 800W/m², Temperatura módulo 45± 2°C, masa de aire 1.5

La tabla 5.2 hace referencia al rendimiento eléctrico al NOCT.

5.2.2. Inversor.

Los inversores que se pueden encontrar normalmente pueden ser monofásicos o trifásicos a 50 Hz, con diferentes voltajes nominales de entrada con un amplio rango de potencias disponibles, desde pocos vatios hasta megavatios. Pueden operar conectados a baterías o directamente al generador fotovoltaico y pueden estar conectados a diferentes consumos o inyectar energía a la red eléctrica.

Las funciones principales de los inversores son:

- Inversión DC/AC.
- Modulación de la onda alterna de salida.
- Regulación del valor eficaz de la tensión de salida.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

La función del inversor no es únicamente la de transformar la corriente continua, que generan los módulos fotovoltaicos, en corriente alterna, sino que además hace trabajar al campo fotovoltaico en el Maximum Power Point (MPP).

El inversor se debe escoger en función del tamaño de la instalación. Se debe tener en cuenta la potencia instalada en el inversor. Nuestro sistema lo componen cuatro inversores de conexión a red de la marca Fronius IG Plus 150 V-3, de 12 kW cada uno.

Los inversores Fronius realizan un control en potencia del generador fotovoltaico, basado en la variación de la tensión, GVPR (Grid voltage dependent power reduction) como en la frecuencia, GFPR (Grid frequency dependent power reduction).

Es un inversor trifásico con una potencia máxima de salida de 12,0 kW y el inversor ideal para sistemas hasta el rango de MW. La serie de inversores Fronius IG Plus es sinónimo de:

- Máxima seguridad de rendimiento.
- Máxima fiabilidad.
- Primer equipo versátil.

Dicho inversor también desempeña un papel importante en la gestión de la red a través de:

- Posibilidad de inyectar energía reactiva.
- Inyección en trifásica.
- Contribuye a la estabilidad y fiabilidad de la red.

Los datos técnicos del inversor de conexión a red vienen descritos en las siguientes tablas:

Potencia máxima CC con coseno $\varphi=1$	12.770 W
Máx. corriente de entrada	55,5 A
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV	83,4 A
Máx. tensión de entrada	600 V
Rango de tensión MPP	230 - 500 V

Tabla 5.3. Datos de entrada del inversor.

En la tabla 5.3 se hace referencia a los datos de entrada al inversor. Podemos ver en dicha tabla datos como los valores máximos de corriente y de tensión. También observamos la potencia máxima y el rango de tensión.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

Potencia nominal CA	12.000 W
Máx. potencia de salida	12.000 VA
Máx. corriente de salida	17,4 A
Máx. rendimiento	95,9 %
Rendimiento europeo	95,4 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %
Acoplamiento a la red	3~NPE 400 V / 230 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Coeficiente de distorsión no lineal	< 3 %
Factor de potencia	0,75 - 1 ind./cap.
Consumo nocturno	< 1 W

Tabla 5.4. Datos de salida del inversor.

En la tabla 5.4 se hace referencia a los datos de salida del inversor. Vemos en la tabla datos como el rendimiento, la frecuencia, el acoplamiento a red y la frecuencia. Observamos también datos como el consumo nocturno y el factor de potencia.

En la siguiente tabla vienen dados los datos generales del inversor:

Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	1.263 x 434 x 250 mm
Peso	49,2 kg
Tipo de protección	IP 54*
Concepto de inversor	Transformador AF
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
Instalación	Instalación interior y exterior
Margen de temperatura ambiente	-25 - +55°C
Humedad de aire admisible	0 - 95 %

Tabla 5.5. Datos generales del inversor.

En la tabla 5.5 se hace referencia a los datos más genéricos del inversor, como son las dimensiones, el peso, el tipo de protección, el tipo de refrigeración que tiene, su instalación y datos como el margen admisible de temperatura ambiente y la humedad de aire admisible.

A continuación se dan los datos relativos a la medición de aislamiento de CC, su comportamiento que tiene en sobrecarga y al tipo de seccionador:

Medición del aislamiento CC	Advertencia/desconexión (según la configuración de país) con Riso < 600 kΩ
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia
Seccionador CC	Integrado

Tabla 5.6. Equipamiento de seguridad del inversor.

En la tabla 5.6 se hace referencia al equipamiento de seguridad del inversor. Especifica la medición del aislamiento, el comportamiento y el seccionador.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

5.2.3. Inversor / cargador.

En nuestro sistema está compuesto de seis unidades Inversores / cargadores de la marca Studer XTH-8000-48, de 8 kW de 48 V.

Los inversores / cargadores Studer XTH -8000-48 tienen, en realidad, tres funciones: gestionar todo el sistema híbrido, inversor sinusoidal autónomo y cargador de baterías.

Estos inversores / cargadores tienen las siguientes características y prestaciones:

- Tensión sinusoidal pura.
- Adaptado a todo tipo de aparatos eléctricos.
- Fiable y silencioso con todo tipo de cargas.
- Capacidad de sobrecarga excepcional, gracias al uso combinado de un transformador toroidal y de una electrónica de potencia con tecnología de MOSFET.
- Nivel de Standby ajustable en un gran campo de valores desde un umbral muy bajo.
- Cargador de batería de 4 niveles con PFC.
- Relé de transferencia ultra rápido.
- Rendimiento elevado.
- Protección interna completa del inversor (sobrecarga, sobre temperatura, corto circuito, inversión de polaridad).
- Regulación ultra rápida.
- Controlado por microprocesador.
- Peso Kg: 46.
- Asignación automática de la potencia disponible (power sharing).
- Almacenamiento de eventos y programación de los relés auxiliares.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

Configuración paralela y trifásica	hasta 9 unidades
Potencia continua	7000 W
Tensión de salida	230 V
Corriente de carga	120 A
Tensión nominal	48 V
Campo de tensión de entrada	36-68 V
Potencia máxima por 30 min	8000 W
Potencia máxima 5 segundos	21 kW
Función cargador	0 – 120 A

Tabla 5.8 Datos técnicos del inversor / cargador.

En la tabla 5.8 se hace referencia a los datos técnicos del inversor / cargador. En ella podemos ver datos como su potencia máxima, tensión nominal y de salida, configuración paralela y trifásica, su potencia continua y la función cargador.

5.2.3.1. Tipos de inversor / cargador

- Cerrados (sólo se pueden conectar inversores de su propia marca):
 - SMA.
 - INGTEAM.
 - Schneider.
- Abiertos (se pueden conectar cualquier inversor):
 - Studer.
 - Victron.
 - Outback.



Figura 5.3. Imagen de inversor / cargador Studer XTH-8000.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

5.2.3.2. Funciones.

El inversor de nuestro sistema presenta dos funciones dependiendo de la irradiancia del sistema y de quién inyecte la energía a dicho sistema:

- Como cargador de baterías.

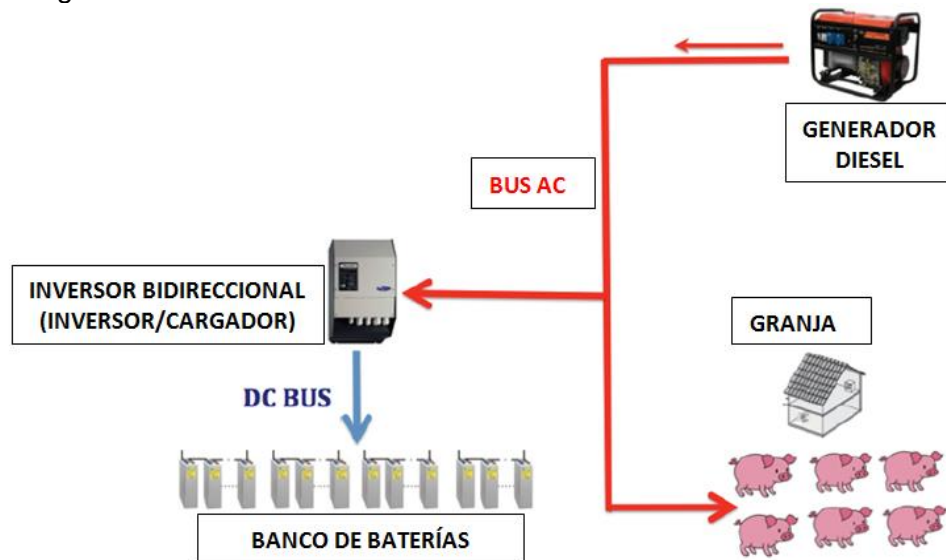


Figura 5.4: Esquema gráfico del cargador.

En la figura 5.4 vemos que es el generador quien cede energía al sistema y quien a su vez carga las baterías con el exceso de energía que presenta.

- Como inversor aislado.

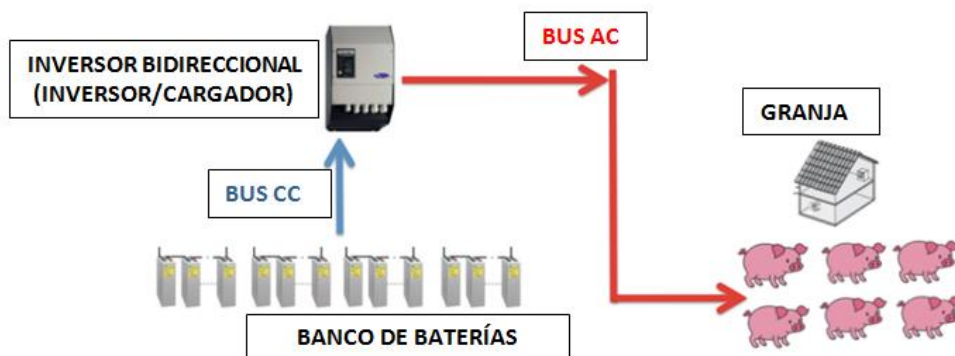


Figura 5.5: Esquema gráfico del inversor aislado.

Observamos en la figura 5.5 que son las baterías quienes cedes energía al sistema, pasando previamente por el inversor.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

5.2.4. Baterías.

Almacena energía durante varios días, con el objeto de disponer de energía en los períodos de baja o nula radiación solar, este sistema es inútil en sistemas de generación eléctrica conectados a la red.

Nuestro sistema consta de baterías con las siguientes características: (4572 Ah C10) su material es plomo-ácido, de 2 V, 1143 Ah C10 10 OPzS 1000, con el bus de 48 V.

La capacidad de nuestras baterías es de 1143 Amperios por cada hora. Como dicha batería tiene una capacidad de 1143 Ah en un régimen C10, esto es interpretado como que la batería se desxarga durante 10 horas a una corriente constante de $1143/10=114.3$ A.

Las baterías OPzS se distinguen por:

- Su alta capacidad.
- Larga vida media.
- Mantenimiento reducido.
- Baja autodescarga.
- Control del nivel de ácido sencillo y rápido.
- Bajo nivel de consumo de agua.
- Dimensiones y pesos ajustados.
- La más baja y constante corriente de flotación.

Los elementos individuales (2 V) están contenidos en recipientes fabricados en estirenoacrilnitrilo (SAN), un material que es extraordinariamente resistente a las influencias electroquímicas y a los daños mecánicos. Las baterías estacionarias del tipo OPzS se fabrican de acuerdo a las normas DIN 40736, EN 60896 y IEC 896-1.

5.2.4.1. Normativa de las baterías.

- DIN 40736: capacidad indicada por el fabricante según la norma DIN 40736-1 según su valor Cnominal.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

Type	$C_{nom}/1.80\text{ V}$ Ah *	$C_{10}/1.80\text{ V}$ Ah **	$C_5/1.77\text{ V}$ Ah	$C_3/1.75\text{ V}$ Ah	$C_2/1.67\text{ V}$ Ah	Weight kg	Weight electrolyte kg (1.24 kg/l)	Length L mm	Width W mm	Height H mm	Figure
4 OPzS 200	200	213	182	161	118	17.2	4.9	105	208	420	A
5 OPzS 250	250	266	227	201	147	20.8	6.1	126	208	420	A
6 OPzS 300	300	320	272	241	177	24.3	7.2	147	208	420	A
5 OPzS 350	350	390	345	304	217	26.9	7.9	126	208	535	A
6 OPzS 420	420	468	414	364	261	31.5	9.4	147	208	535	A
7 OPzS 490	490	546	483	425	304	36.1	10.9	168	208	535	A
6 OPzS 600	600	686	592	511	353	44.8	12.9	147	208	710	A
8 OPzS 800	800	915	789	681	470	61.3	16.9	215	193	710	B
10 OPzS 1000	1000	1143	986	852	588	74.6	21.1	215	235	710	B
12 OPzS 1200	1200	1372	1184	1022	706	88.0	25.5	215	277	710	B
12 OPzS 1500	1500	1609	1398	1197	784	114.3	34.2	215	277	855	B
16 OPzS 2000	2000	2146	1864	1596	1045	151.5	48.0	215	400	815	C
20 OPzS 2500	2500	2682	2330	1995	1307	193.0	68.0	215	490	815	D
24 OPzS 3000	3000	3219	2796	2394	1568	246.0	76.0	215	580	815	D

* C_{nom} = Nominal capacity according to DIN 40736-1 ** C_{10} = Capacity at 10 h discharge

Figura 5.6: Características de baterías OPzS.

- EN 60896 La norma, a su vez, tiene dos partes: la primera, IEC 60896-1, se refiere a baterías de plomo-ácido abiertas o ventiladas y la IEC 60896-2 se refiere a baterías selladas. En ambos casos, se trata de baterías estacionarias. A continuación mencionaremos brevemente los principales temas que abarcan las dos partes de esta norma:
 - IEC 60896-1: Requisitos generales y métodos de ensayo de baterías de plomo-ácido del tipo ventiladas. Es sumamente importante cuando se realizan ensayos de capacidad nominal, adaptación al funcionamiento a tensión de flote, ciclado, retención de carga, resistencia interna y corriente de corto-circuito.
 - IEC60896-2: Requisitos generales y métodos de ensayo de baterías de plomo-ácido del tipo VRLA. Al igual que la anterior es muy utilizada para la realización de ensayos de desempeño en este tipo de productos (los ensayos son similares a los de la norma IEC 60896-1).
- IEC 896-1: las características de dicha norma se muestran en la figura 5.6.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

Especificaciones														
	1.80 Uf V/cell	1.75 Uf V/cell	1.75 Uf V/cell	1.70 Uf V/cell	1.65 Uf V/cell	1.67 Uf V/cell	Dimensiones			Peso		IEC 896-1		
Modelo	10 Ah hora	5 Ah hora	3 Ah hora	1 Ah hora	1/2 Ah hora	1/6 Ah hora	Longitud (mm)	Anchura (mm)	Altura (mm)	Seco (kg)	Mojado (kg)	Ri (mΩ)	Isc (A)	Ficha de Datos (pdf)
2V 4 OGi 100	105.0	98.5	89.4	65.7	56.1	36.1	103	206	420	10.0	14.5	0.74	2.81	
2V 5 OGi 125	135.0	123.0	111.3	81.6	69.0	44.3	103	206	420	10.9	15.2	0.60	3.52	
2V 6 OGi 150	165.0	148.5	133.8	98.2	82.5	52.7	103	206	420	11.8	15.9	0.50	4.22	
2V 7 OGi 175	187.2	167.3	151.3	110.7	91.2	56.9	103	206	420	12.6	16.5	0.42	4.93	
2V 8 OGi 200	228.0	197.5	178.8	130.0	108.0	67.3	103	206	420	13.4	17.1	0.37	5.63	
2V 9 OGi 225	254.0	221.5	200.7	145.8	121.5	75.5	103	206	420	14.2	17.7	0.33	6.36	
2V 10 OGi 250	270.0	247.0	223.5	161.7	133.0	80.5	126	206	420	14.3	20.5	0.30	7.04	
2V 11 OGi 275	304.0	271.5	245.1	177.6	146.0	60.7	145	206	420	16.1	23.3	0.27	7.78	
2V 12 OGi 300	320.0	296.0	268.2	194.4	159.5	96.5	145	206	420	17.5	24.5	0.25	8.44	
2V 24 OGi 600	684.0	592.5	536.4	390.0	324.0	201.9	205	272	392	41.9	53.0	0.13	16.42	
2V 30 OGi 750	810.0	741.0	670.5	485.1	399.0	241.5	205	380	292	55.7	72.0	0.1	21.89	
2V 36 OGi 900	960.0	888.0	804.6	583.2	478.5	289.5	205	380	392	63.0	79.0	0.08	24.63	

Figura 5.7: Características norma IEC 896-1.

5.2.5. Generador diesel.

Los grupos electrógenos son unas máquinas que mueven un generador eléctrico a través de un motor de combustión interna. Son comúnmente utilizados cuando hay déficit en la generación de energía eléctrica de algún lugar, o cuando son frecuentes los cortes en el suministro eléctrico.

Una de las utilidades más comunes es la de generar electricidad en aquellos lugares donde no hay suministro eléctrico, generalmente son zonas apartadas con pocas infraestructuras y muy poco habitadas. Otro caso sería en locales de pública concurrencia, hospitales, fábricas, etc., que a falta de energía eléctrica de red, necesiten de otra fuente de energía alterna para abastecerse y/o en caso de emergencia en cortes de suministro

En las zonas remotas donde no se dispone de electricidad de la red o esta no es de confianza, la solución tradicional sería instalar un generador de motor diesel (generador). El generador dispone de una potencia nominal suficiente como para cubrir el requerimiento de electricidad más elevado.

Capítulo 5: Descripción de los elementos utilizados.

Cuando se ejecuta las 24 horas del día durante los 7 días de la semana o la mayor parte del día, la solución tradicional del generador diesel tiene una desventaja principal que está relacionada directamente con su mantenimiento y su vida útil. Los generadores necesitan un mantenimiento frecuente: cambio de aceite cada 500 horas, cambio de la correa cada 1000 horas, etc.

El generador diesel sólo se pone en funcionamiento cuando las baterías están descargadas y no hay suficiente generación fotovoltaica.



Figura 5.8: Imagen de un generador.



Capítulo 6:

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS EXPERIMENTALES

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

En este capítulo se va presentar el análisis de los datos recopilados de un sistema de autoconsumo híbrido autónomo fotovoltaico.

Los parámetros que vamos a analizar van a ser:

- Irradiancia en función de la hora local.
- Potencia total consumida.
- Potencia total generada.
- Corriente de consumo.
- Tensión de las baterías.
- Corriente de las baterías.
- Frecuencia.
- Potencia activa.
- Potencia reactiva.
- Potencia aparente.

Se van a utilizar las medidas de caracterización que se han tomado el 9, el 12 y el 14 de Julio de 2013.

El sistema se compone de dos fuentes de energía (fotovoltaica y diesel) y un sistema de almacenamiento (baterías).

Desde el punto de vista funcional, en realidad, hay una fuente de tensión (las baterías) y tres fuentes de corriente (generador fotovoltaico, inversores de conexión a red y generador diesel).

6.1. Análisis de los datos.

Las figuras que se muestran en este capítulo han sido realizadas mediante el programa informático Origin Pro. A través de dichas figuras analizaremos el sistema para tres días diferentes correspondientes al mes de julio.

- 9 de Julio de 2013.
- 12 de Julio de 2013.
- 14 de Julio de 2013.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

6.1.1. Fecha: 9 de Julio de 2013.

A continuación se muestra la irradiancia obtenida para un día completo, veinticuatro horas.

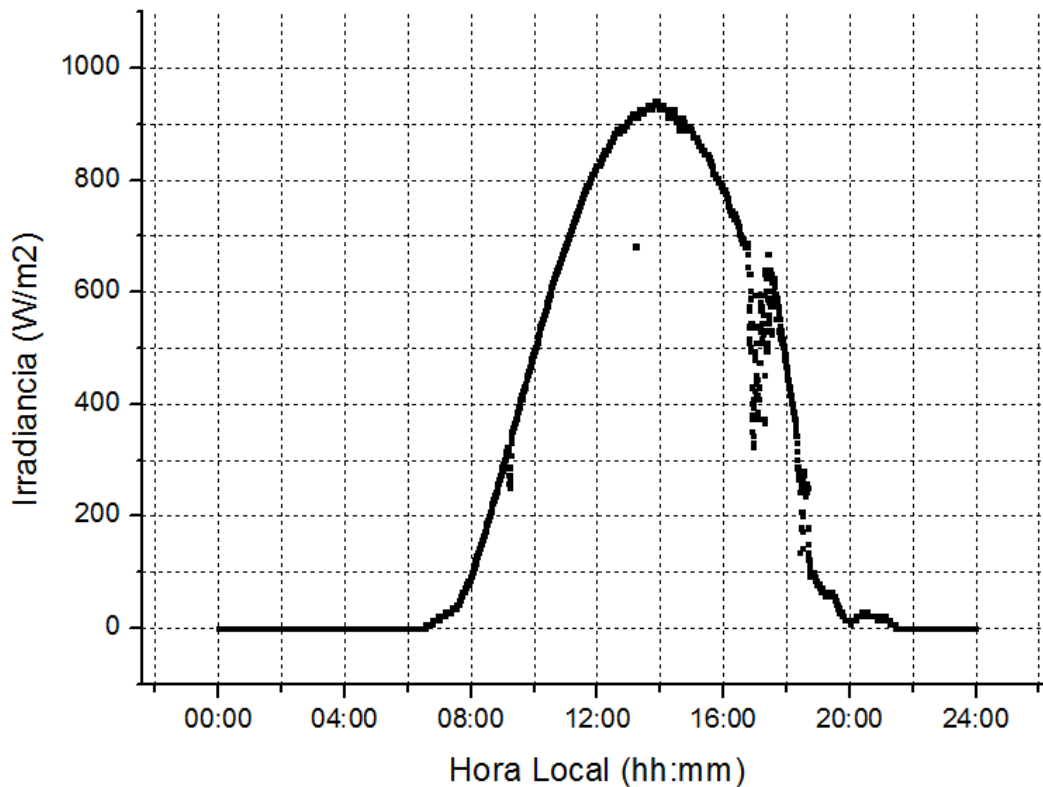


Figura 6.1: Irradiancia (W/m^2) vs Hora Local (hh:mm) del 9 de Julio de 2013.

Como observamos en la figura 6.1 la gráfica que corresponde a la irradiancia hace referencia a un día soleado ya que sus valores son elevados. Vemos que hay unos intervalos de tiempo en los que el valor de dicha irradiancia es cero, esto se debe a que son horas donde no hay sol, tanto franjas horarias de mañana como de noche.

Como se puede ver hay una franja horaria muy pequeña desde las 17:00 horas hasta las 17:30 horas de la tarde dónde la gráfica no es una curva definida; esto es debido a que durante ese periodo el día ha estado nublado y existe una menor irradiancia. También se observa que sobre las 8:30 horas de la mañana existe una pequeña desviación que se debe al mismo motivo ya que los valores de la irradiancia muestran una desviación pequeña.

Existe también un punto a una irradiancia de casi $700 W/m^2$ sobre las 12:45 horas de la mañana que se puede afirmar que es debido a un menor valor de irradiancia que se ha dado en un caso puntual.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

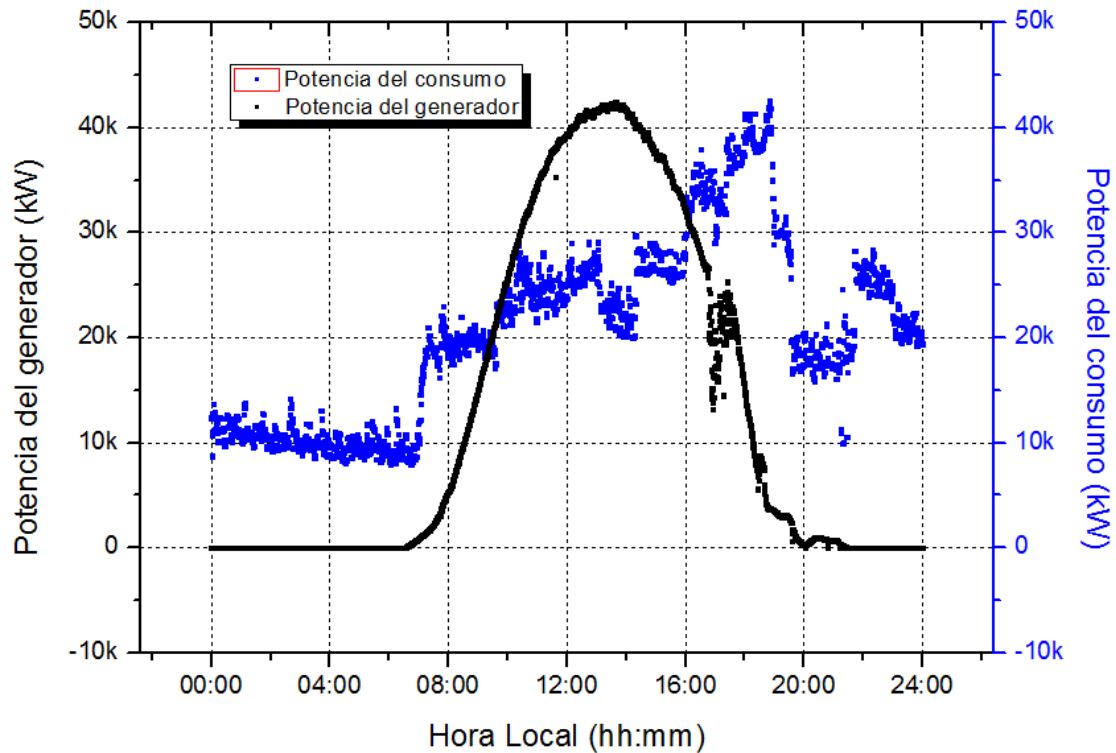


Figura 6.2: Potencia total consumida (kW) y Potencia total generada (kW) vs Hora Local (hh:mm) del 9 de Julio de 2013.

En la figura 6.2 puede verse que cuando la potencia del generador es inferior a la potencia de consumo toda la energía abastecida al consumo del sistema proviene de las baterías.

Mientras la generación fotovoltaica sea superior al consumo, el consumo de nuestro sistema se abastece enteramente desde el generador fotovoltaico. El resto de la energía se emplea para cargar las baterías. Este caso se da en un intervalo de tiempo de unas siete horas, es decir, desde las 9:00 horas de la mañana hasta las 16:00 horas de la tarde, que coincide cuando mayores valores de irradiancia existen en el día.

Cuando la generación fotovoltaica es inferior gradualmente al consumo, es debido a la disminución de la irradiancia. Este caso se da desde las 00:00 horas de la noche hasta las 9:00 horas de la mañana y desde las 16:00 horas de la tarde hasta las 00:00 horas de la noche.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

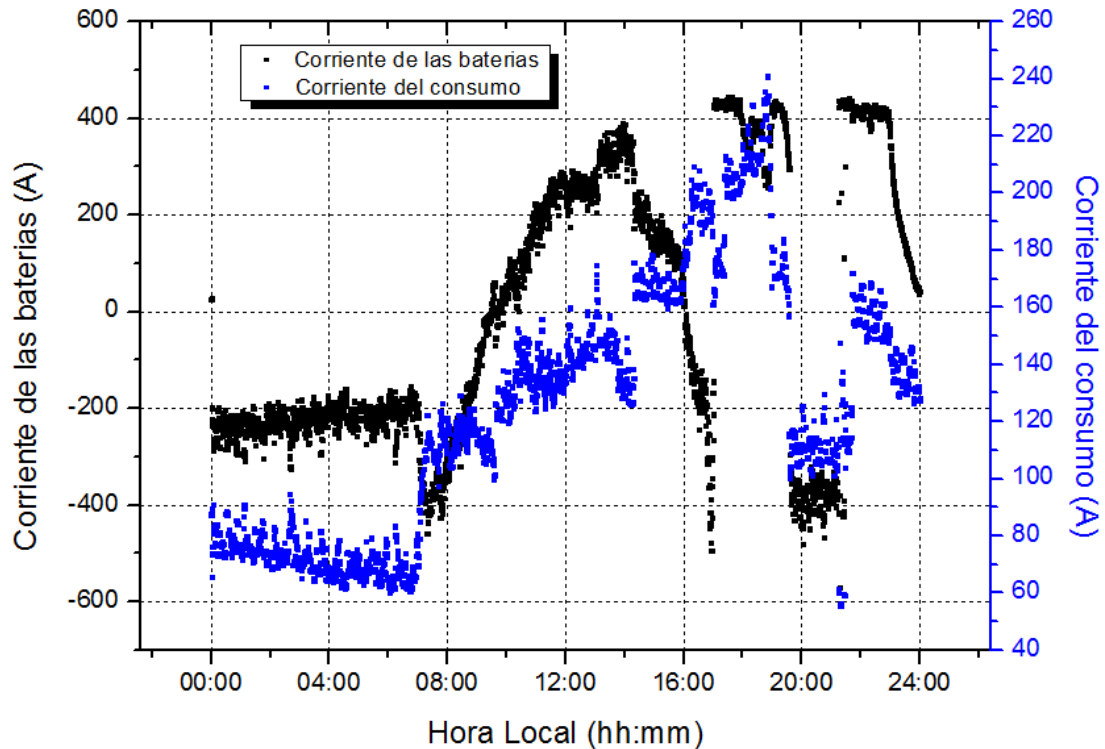


Figura 6.3: Evolución de la corriente del consumo (A) y de la corriente de las baterías (A) del 9 de Julio de 2013.

Como vemos en la figura 6.3 cuando existe un valor negativo de la corriente de las baterías indica que éstas están suministrando corriente (se están descargando), es decir el sistema está utilizando la carga acumulada en dichas baterías, mientras que un valor positivo revela que las baterías se están cargando.

Cuando las baterías se consideran que están descargadas, entra en operación el generador diesel, suministrando una corriente constante de carga a las baterías de 400 A.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

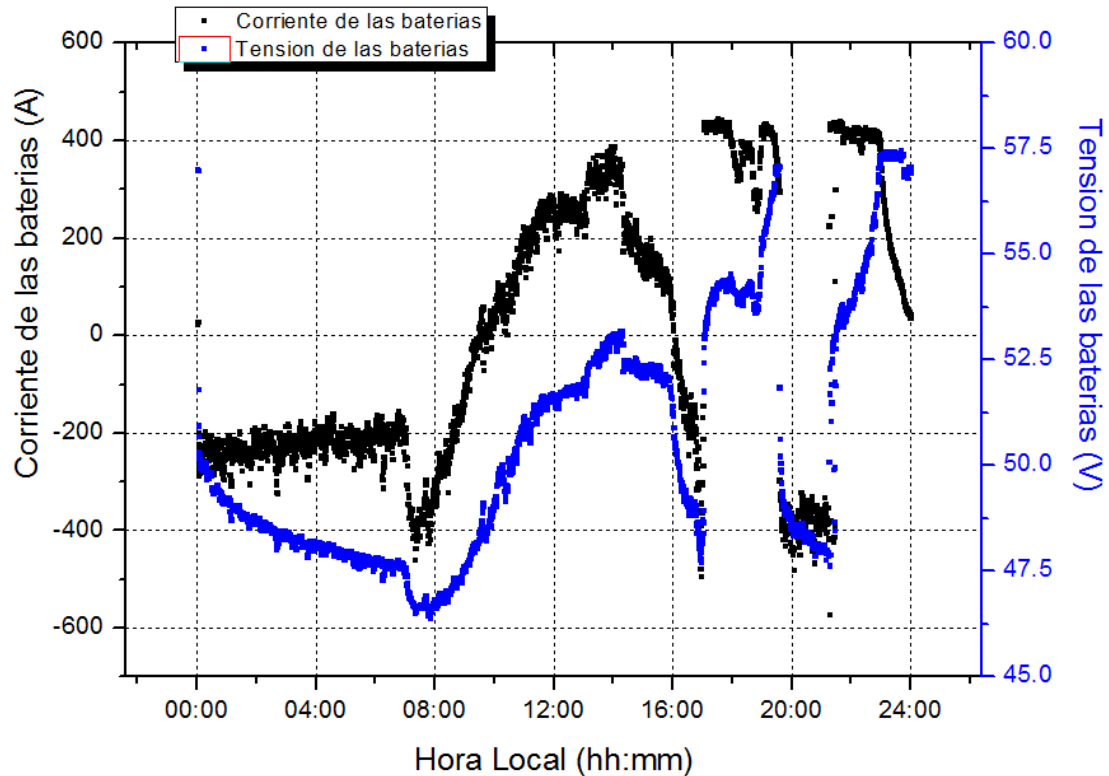


Figura 6.4: Evolución de la tensión (V) y de la corriente (A) de las baterías del 9 de Julio de 2013.

En la figura 6.4 se están comparando gráficamente dos datos de las baterías, la tensión frente a la corriente, para poder ver cuál es su funcionamiento y sus valores máximos y mínimos.

Como podemos observar, mientras la corriente de las baterías es prácticamente constante a un poco más de 400 A durante un intervalo de tiempo, la tensión de las baterías se está incrementando desde 52.5V hasta 57.5V. También vemos que cuando la corriente de las baterías se encuentra casi constante a un valor de -200 A, la tensión disminuye gradualmente desde 51 V hasta 47.5 V.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

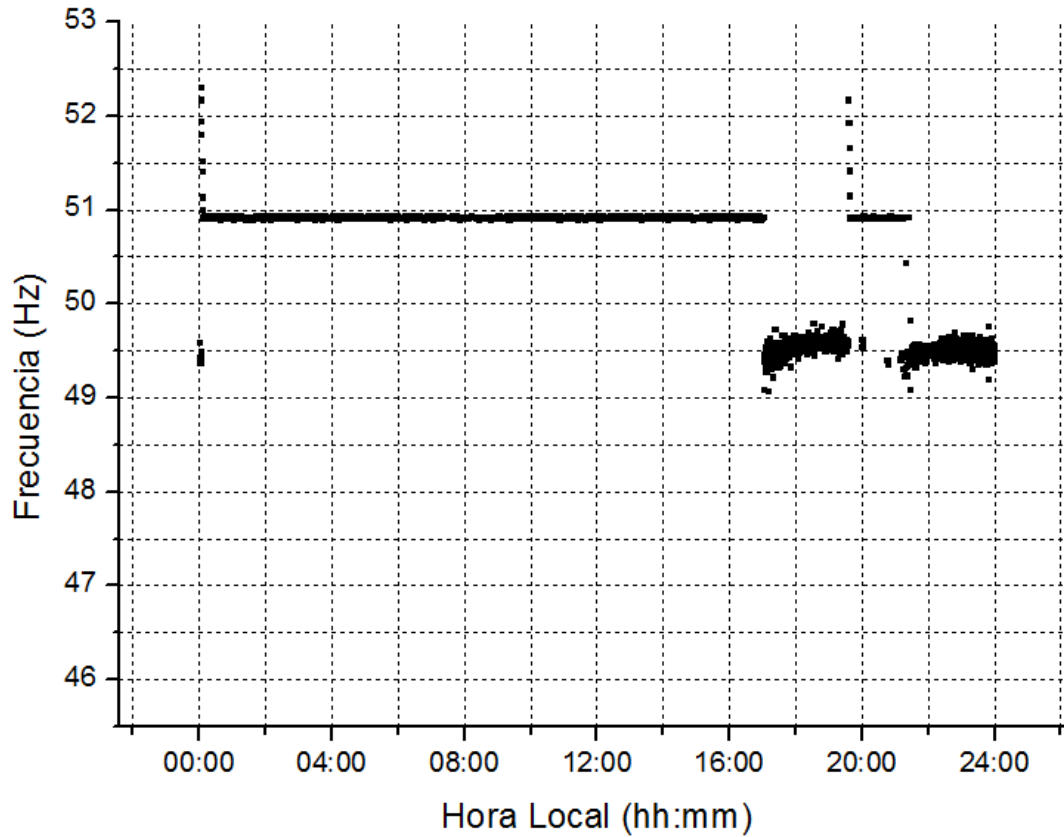


Figura 6.5: Evolución de la frecuencia (Hz) respecto de la hora local del 9 de Julio de 2013.

En la figura 6.5 observamos cómo evoluciona la frecuencia del sistema durante todo el día.

Se puede ver en la figura 6.5 que la frecuencia se mantiene constante durante un intervalo de tiempo elevado, que dura la mayor parte del día, y tiene un valor de casi 51 Hz. Cuando la frecuencia tiene ese valor sabemos que está actuando el inversor bidireccional del sistema híbrido, que es el que se encarga de convertir la frecuencia continua en alterna y cederla al sistema.

También se observa en la figura que hay unos intervalos de tiempo en los cuales la frecuencia varía y adopta un valor de 49.5 Hz. En esos momentos sabemos que el que está actuando es el generador diesel y que está aportando al sistema corriente alterna directamente, sin necesidad de convertirla.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

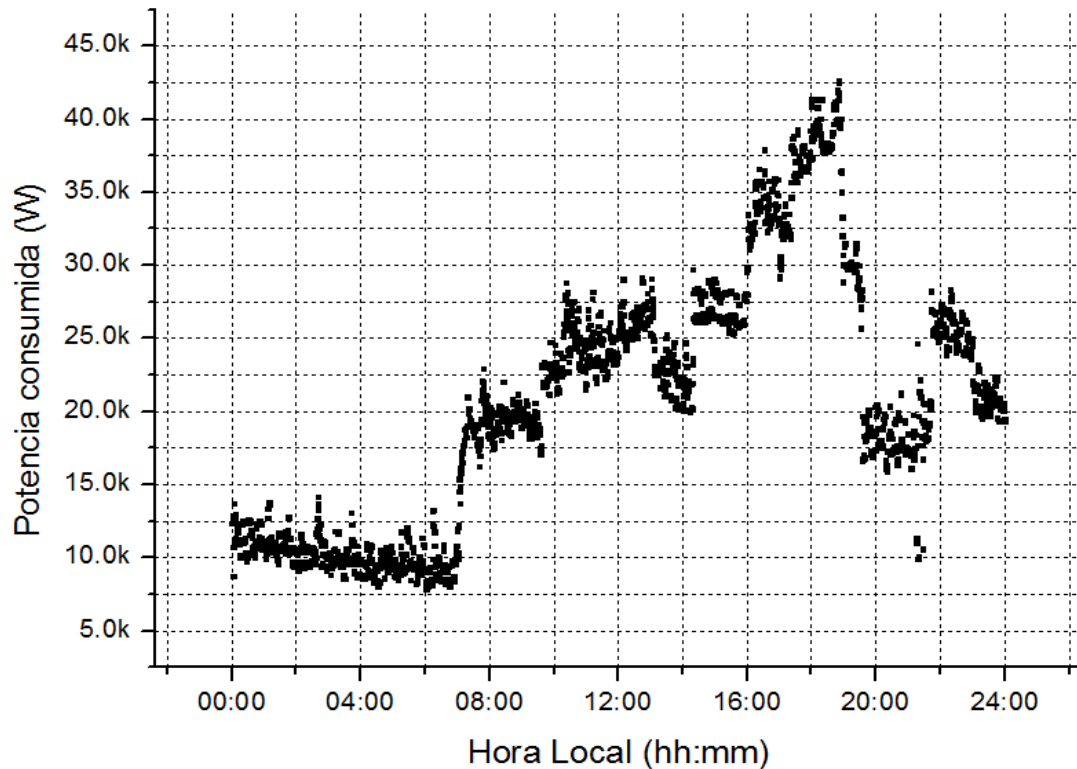


Figura 6.6: Potencia activa consumida (W) el 9 de Julio de 2013.

En la figura 6.6 podemos ver cuáles son los valores máximos y mínimos de la potencia activa consumida. Se observa que el valor mínimo de dicha potencia activa es de 7.5 kW; y el valor máximo que alcanza es de 42.5 kW.

Los valores de dicha potencia durante todo el día, como vemos en la figura, no crean una curva definida sino que sus valores oscilan constantemente, incluso llegando a dar saltos grandes en su valor y teniendo valores puntuales para un determinado instante de tiempo.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

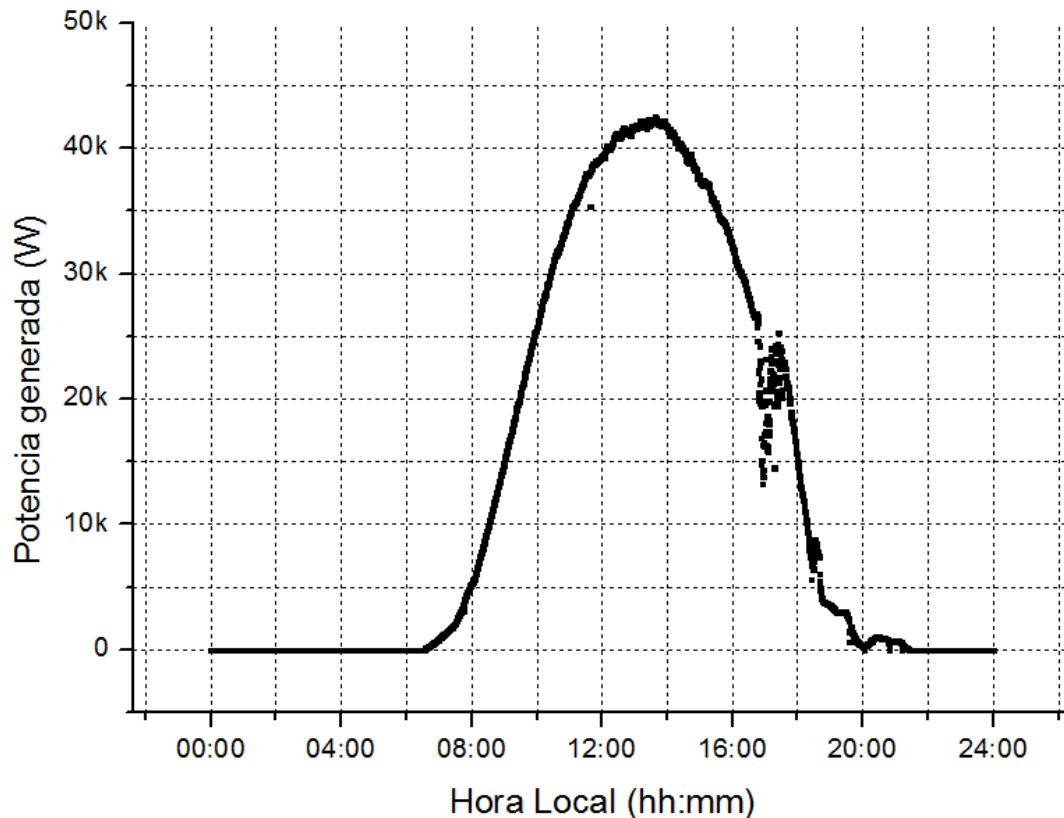


Figura 6.7: Potencia activa generada (W) el 9 de Julio de 2013.

En la figura 6.7 está representada la potencia activa generada por el sistema frente a todas las horas del día estudiado.

Como podemos ver presenta una curva definida, salvo en unos determinados intervalos de tiempo, llegando a alcanzar un valor máximo de 42.5 kW, que coincide con el valor máximo de la potencia activa consumida. Su valor mínimo es de 0 W, ya que hay franjas horarias en las que no se está generando potencia activa.

Por el contrario, como hemos podido observar anteriormente en la figura 6.6 siempre se consume potencia activa ya que su valor en ningún caso es nulo.

Comparando la figura anterior 6.6 y la figura 6.7 vemos que se cumple que la potencia generada es igual a la potencia demandada por el sistema.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

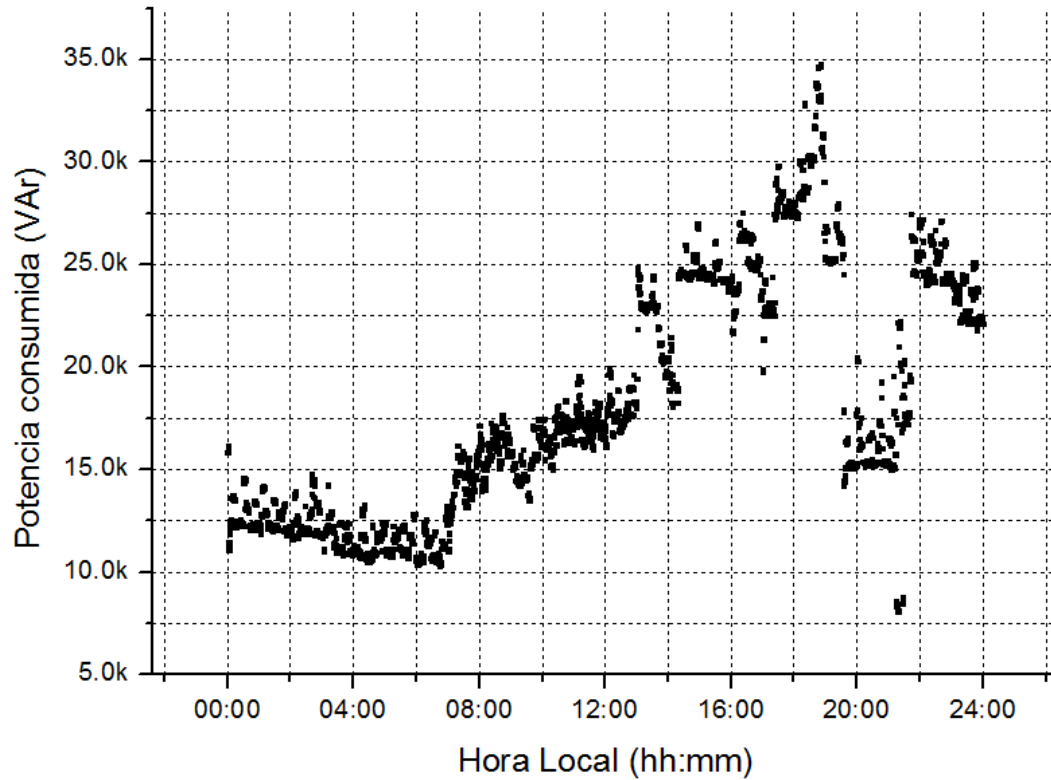


Figura 6.8: Potencia reactiva consumida (VAr) el 9 de Julio de 2013.

En la figura 6.8 podemos ver la evolución que presenta la potencia reactiva consumida.

Vemos gráficamente cuál es el valor mínimo de dicha potencia que en este caso corresponde a 8 kVAr, y el valor máximo que es de 35 kVAr.

En este caso los datos no representan una curva definida, sino que como vemos dichos datos oscilan y además existen valores puntuales y muy diferenciados.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

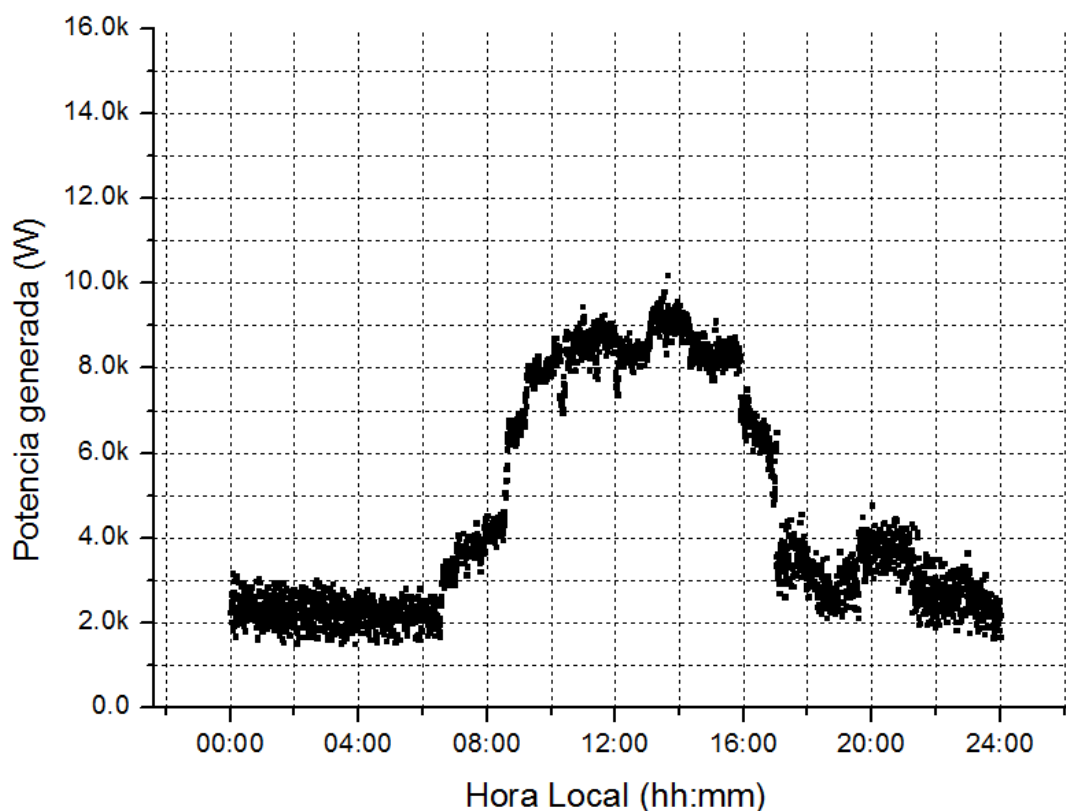


Figura 6.9: Potencia reactiva generada (VAr) el 9 de Julio de 2013.

En la figura 6.9 vemos que la potencia reactiva generada representa una curva bastante definida. Podemos observar que su máximo valor es de 10 kVAr y que su mínimo valor es de 1.5 kVAr. En ningún caso presenta un valor negativo ni un valor nulo.

Si relacionamos la representación gráfica de la potencia reactiva consumida y de la generada nos damos cuenta que no presentan similitudes. Sus valores máximos y mínimos son muy diferentes.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

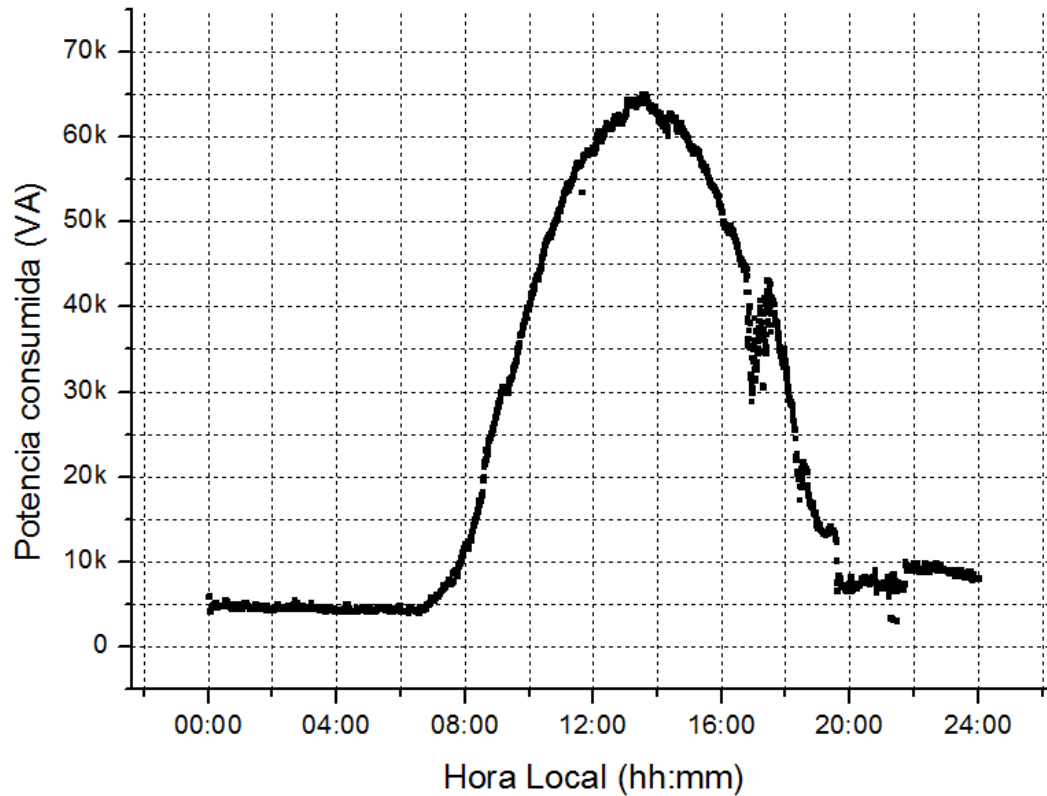


Figura 6.10: Potencia aparente consumida (VA) el 9 de Julio de 2013.

En la figura 6.10 podemos observar la representación gráfica que presenta la potencia aparente consumida por el sistema frente a todas las horas del día.

Vemos que dichos valores representan una curva definida con valores mínimos de 5 kVA en un intervalo definido de tiempo desde las 00:00 horas de la noche hasta las 7:00 horas de la mañana. Con respecto al valor máximo, en este caso, es de 65 kVA. En ningún momento representa valores nulos.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

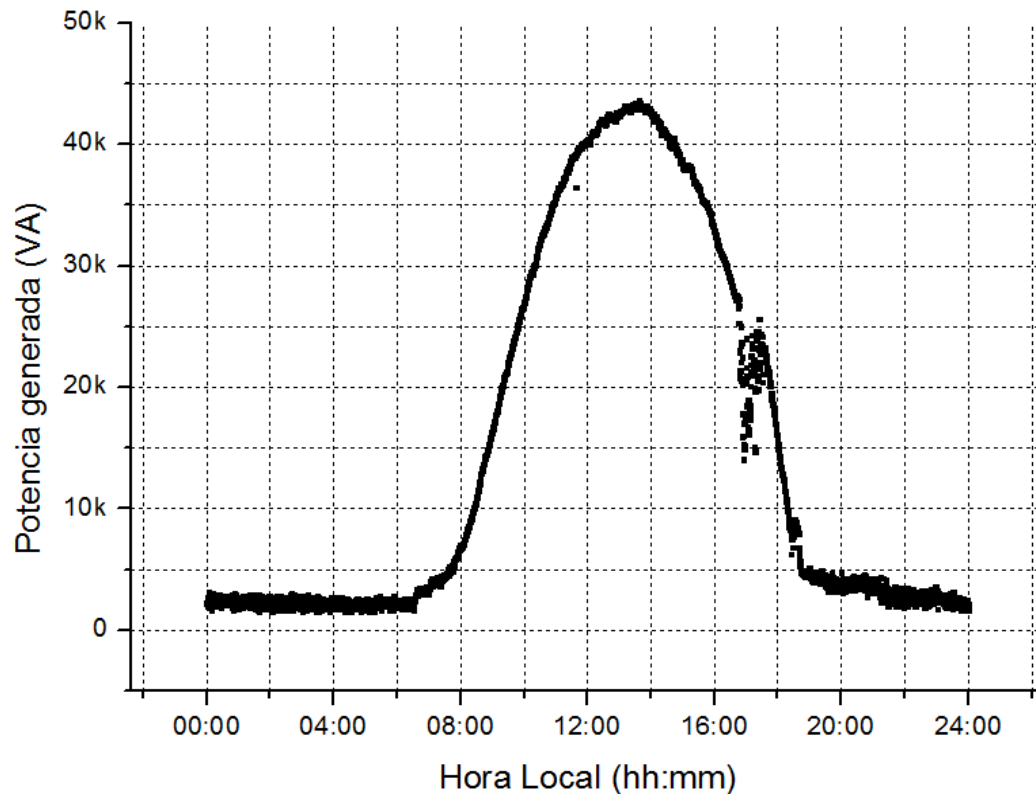


Figura 6.11: Potencia aparente generada (VA) el 9 de Julio de 2013.

Podemos ver en la figura 6.11 como la potencia aparente generada representa una curva definida a lo largo de todo el día estudiado.

Observamos que en ningún momento presenta valores nulos, su valor máximo corresponde a 42.5 kVA en un momento puntual y su valor mínimo, que es representado durante un intervalo grande de tiempo, es de 2.5 kVA.

Comparando la potencia aparente consumida y generada, vemos que el valor máximo de la potencia consumida, 65 kVA, es mayor que el máximo de la generada, 42.5 kVA. Y con respecto a los valores mínimos, tampoco coinciden, para la potencia aparente consumida el mínimo es de 5 kVA y para la generada es de 2.5 kVA.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

6.1.2. Fecha: 12 de Julio de 2013.

A continuación se muestra la irradiancia obtenida para un día completo, veinticuatro horas, que corresponde al 12 de Julio de 2013.

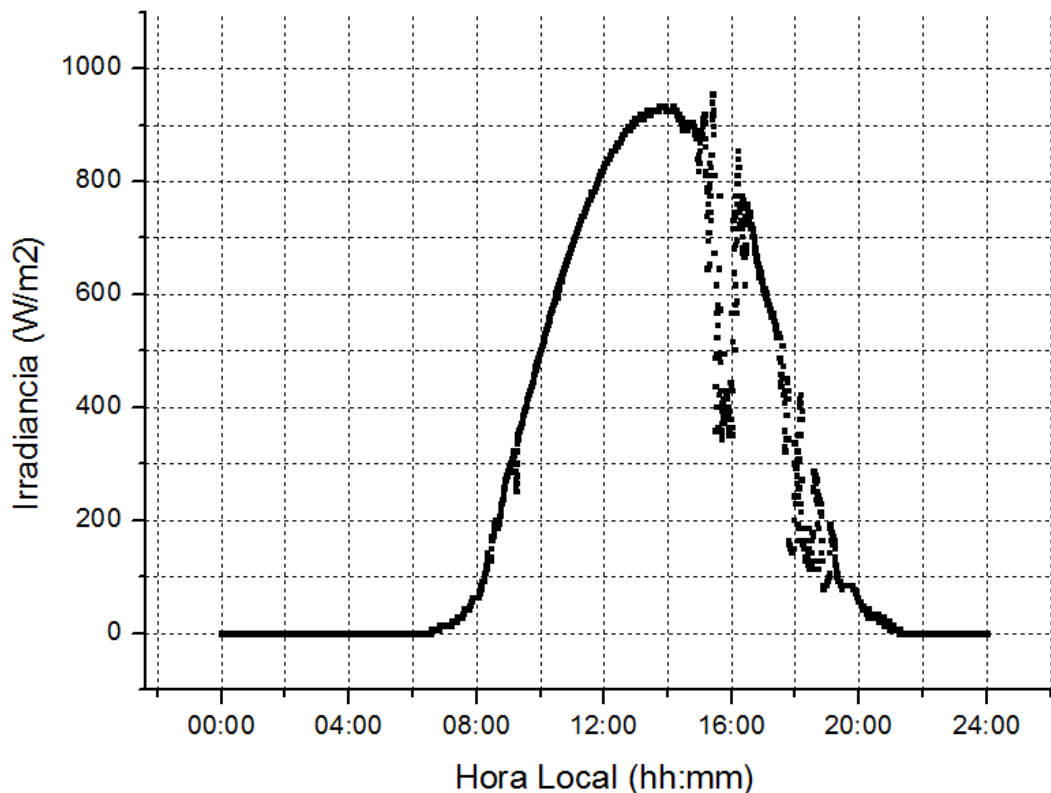


Figura 6.12: Irradiancia (W/m2) vs Hora Local (hh:mm) del 12 de Julio de 2013.

Podemos ver en la figura 6.12 correspondiente a la irradiancia de todo el día, que se trata de un día soleado porque llega hasta unos valores muy elevados.

Vemos que hay una franja horaria desde las 15:00 horas hasta las 17:00 horas de la tarde dónde la gráfica no es una curva definida; esto es debido a que durante ese periodo el día ha estado nublado. Ocurre lo mismo desde las 17:00 horas hasta las 19:00 horas.

Podemos ver también que hay unos intervalos de tiempo en los que el valor de dicha irradiancia es cero, se debe a que son horas sin sol, franjas horarias de mañana y de noche.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

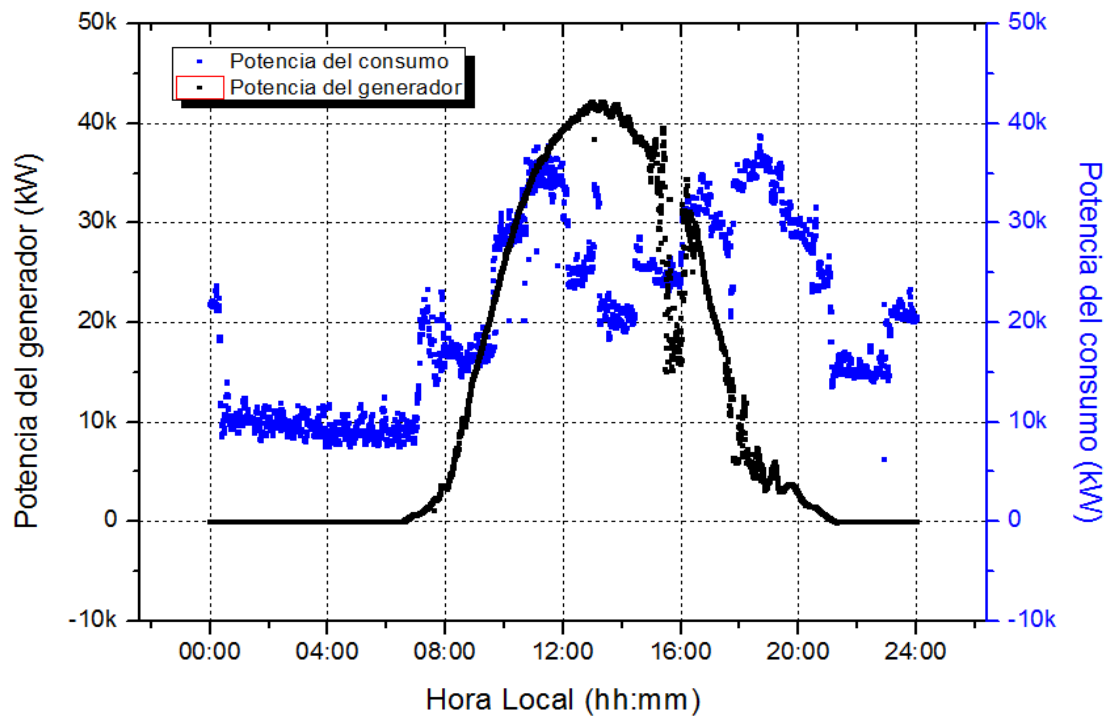


Figura 6.13: Potencia total consumida (KW) y Potencia total generada (KW) vs Hora Local (hh:mm) del 12 de Julio de 2013.

En la figura 6.13 tenemos representada la potencia total generada frente a la potencia total consumida con respecto a todas las horas del día.

Observamos que hay intervalos de tiempo donde la potencia del generador es inferior a la potencia de consumo. Cuando esto ocurre toda la energía abastecida al consumo proviene de las baterías.

También vemos que se da el caso contrario, es decir, cuando la potencia del generador es mayor a la potencia del consumo, el consumo de nuestro sistema se abastece enteramente desde el generador fotovoltaico. El resto de la energía se emplea para cargar las baterías.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

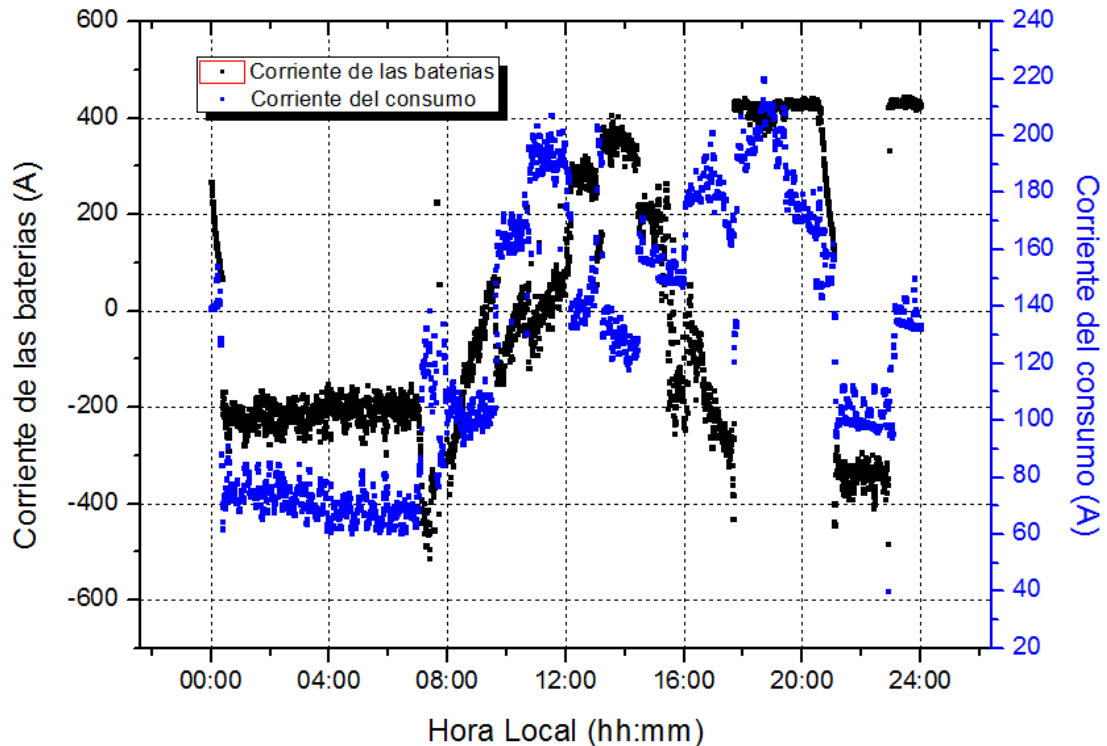


Figura 6.14: Evolución de la corriente del consumo (A) y de la corriente de las baterías (A) del 12 de Julio de 2013.

Podemos ver en la figura 6.14 la representación gráfica de la corriente de consumo y de la corriente de las baterías a lo largo de las veinticuatro horas del día. Observamos que cuando existe un valor negativo de la corriente de las baterías revela que éstas están suministrando corriente mientras que un valor positivo indica que las baterías se están cargando.

Cuando las baterías se consideran que están descargadas, entra en operación el generador diesel, suministrando una corriente constante de carga a las baterías de 400 A, que se da desde las 16:45 horas hasta las 20:30 horas de la tarde.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

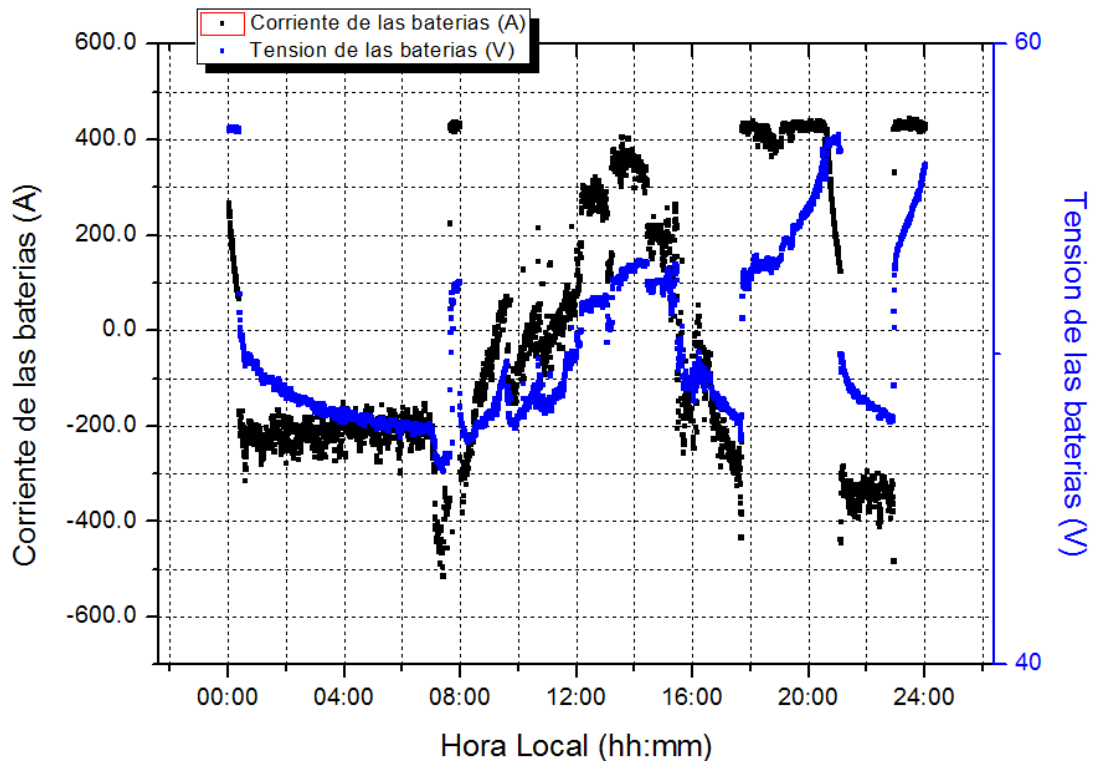


Figura 6.15: Evolución de la tensión (V) y de la corriente (A) de las baterías del 12 de Julio de 2013.

Como se observa en la figura 6.15 se ha realizado una comparación de dos datos relevantes de las baterías, la tensión frente a la corriente durante el día estudiado.

Como podemos observar mientras la corriente de las baterías es constante a un poco más de 400 A durante un intervalo de tiempo, desde las 18:00 horas hasta las 20:30 horas de la tarde, la tensión de las baterías se está incrementando desde 53V hasta 57.5V; y vemos también el caso contrario que se da cuando la corriente de las baterías es constante a -200 A, la tensión de dichas baterías disminuye gradualmente desde 51 V hasta 47.5 V.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

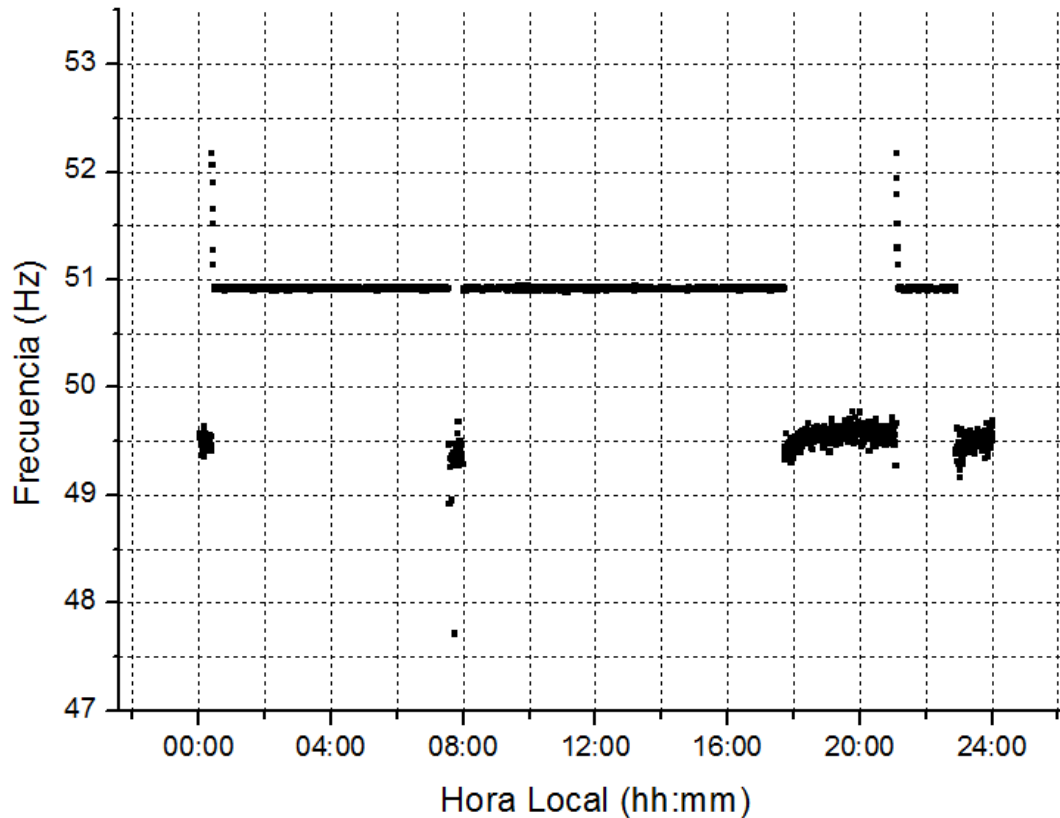


Figura 6.16: Evolución de la frecuencia (Hz) respecto de la hora local del 12 de Julio de 2013.

En la figura 6.16 se ha representado los valores de la frecuencia que ha tenido el sistema durante todo el día.

Como podemos observar en dicha figura cuando la frecuencia se mantiene constante a casi 51 Hz, sabemos que está actuando el inversor bidireccional que recibe corriente continua de las baterías y las convierte en corriente alterna que cede al sistema.

Por el contrario cuando observamos en esta gráfica que la frecuencia no es tan constante y oscila 49.2 Hz y 49.7 Hz, sabemos que el que está actuando es el generador diesel que aporta al sistema directamente corriente alterna sin necesidad de convertir dicha corriente.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

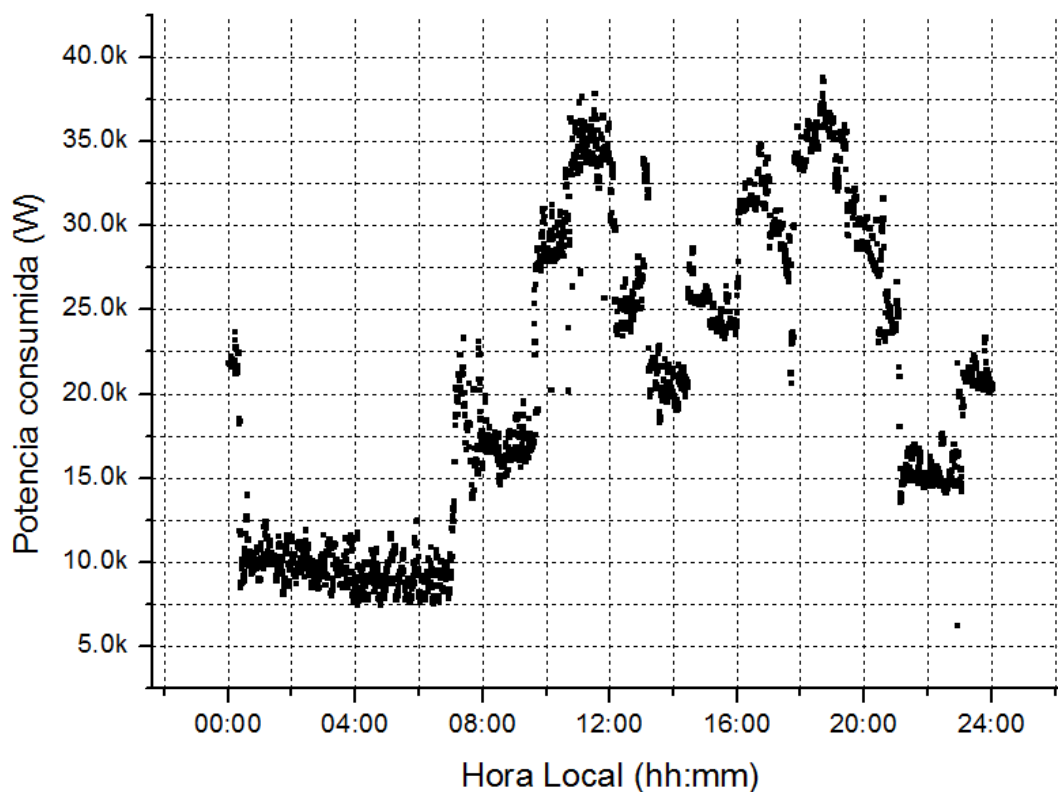


Figura 6.17: Potencia activa consumida (W) el 12 de Julio de 2013.

En la figura 6.17 se ha representado la potencia activa consumida por el sistema durante las veinticuatro horas del análisis.

Podemos ver cuáles son los valores máximos y mínimos que adquiere la potencia activa consumida. Se observa que el valor mínimo de dicha potencia activa es de 7.5 kW, y el valor máximo que alcanza es de 38.5 kW.

Los valores de dicha potencia durante todo el día, como vemos en la figura, no crean una curva definida sino que sus valores varían bastante, incluso llegando a dar saltos grandes en su valor y teniendo valores puntuales sin llevar un orden determinado.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

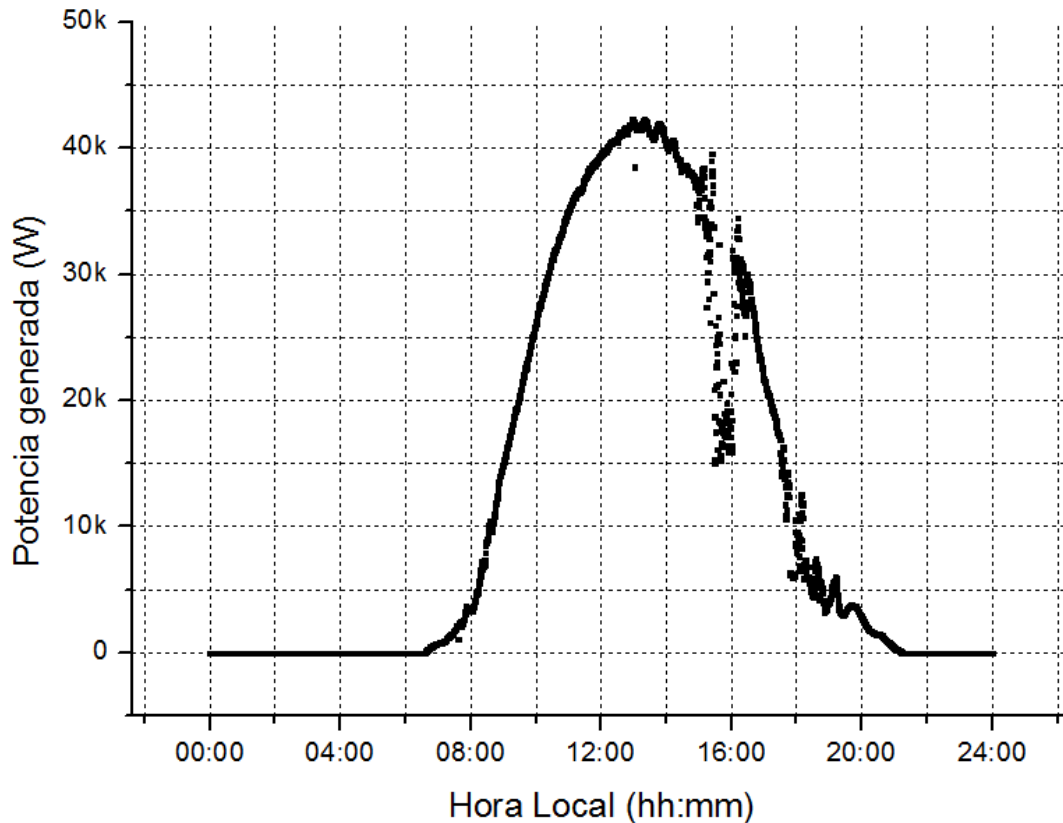


Figura 6.18: Potencia activa generada (W) el 12 de Julio de 2013.

Podemos ver representada la potencia activa generada por el sistema en la figura 6.18.

Como podemos observar presenta una curva definida, salvo en unos determinados intervalos de tiempo, llegando a alcanzar un valor máximo de 42.5 kW, que en este caso no coincide con el valor máximo de la potencia activa consumida, que veíamos en la figura anterior 6.17. Su valor mínimo es de 0 W, ya que hay franjas horarias en las que no se está generando potencia activa.

Por el contrario, como hemos podido observar anteriormente en la figura 6.17 el sistema siempre consume potencia activa ya que su valor nunca adquiere un valor nulo.

Comparando la figura anterior 6.17 y la figura 6.18 vemos que se cumple que la potencia generada es igual a la potencia demandada por el sistema.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

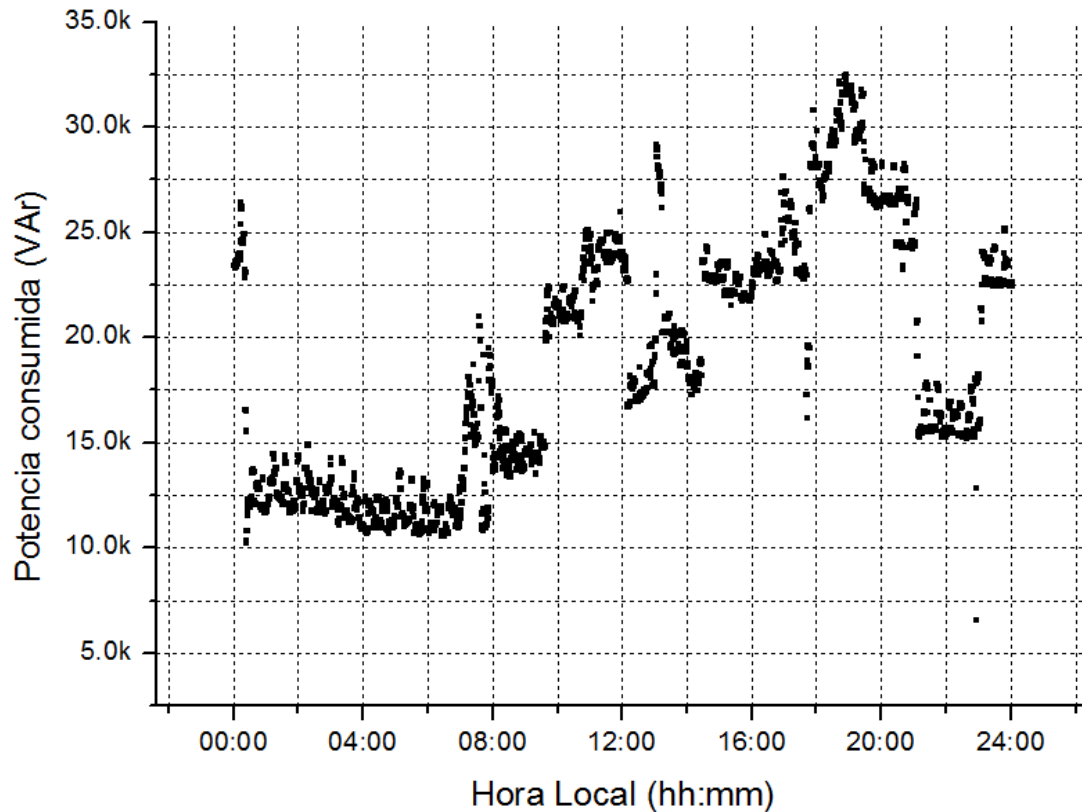


Figura 6.19: Potencia reactiva consumida (VAr) el 12 de Julio de 2013.

En la figura 6.19 podemos ver la evolución que presenta la potencia reactiva consumida a lo largo de todo el día.

Podemos ver claramente en dicha gráfica cuál es el valor mínimo de dicha potencia, que en este caso corresponde a 6 kVAr en un instante puntual, y el valor máximo que es de 32.5 kVAr.

En este caso los datos no representan una curva definida, sino que como vemos dichos datos oscilan y además existen valores puntuales.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

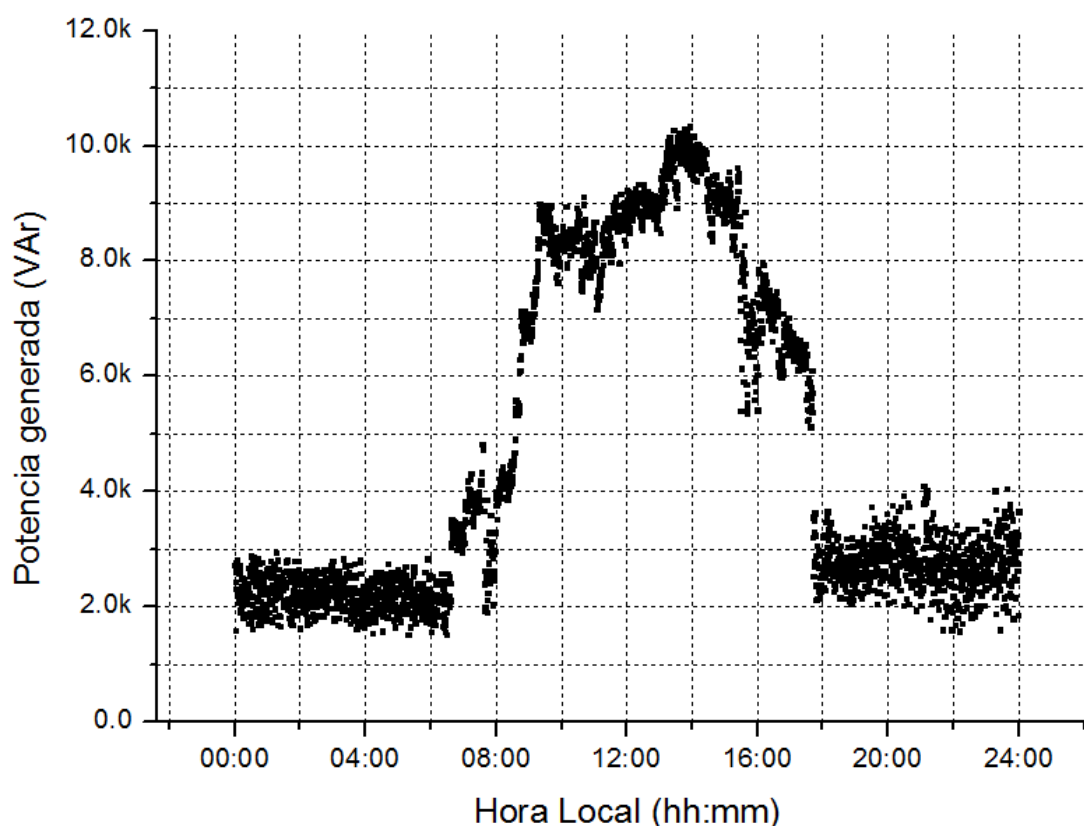


Figura 6.20: Potencia reactiva generada (VAr) el 12 de Julio de 2013.

Vemos que la potencia reactiva generada representa una curva bastante definida en la figura 6.20.

Podemos observar que su máximo valor es de 10.5 kVAr y que su mínimo valor es de 1.5 kVAr. En ningún caso presenta un valor negativo ni un valor nulo.

Si relacionamos la representación gráfica de la potencia reactiva consumida y de la generada nos damos cuenta que no presentan similitudes. Sus valores máximos y mínimos son muy diferentes.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

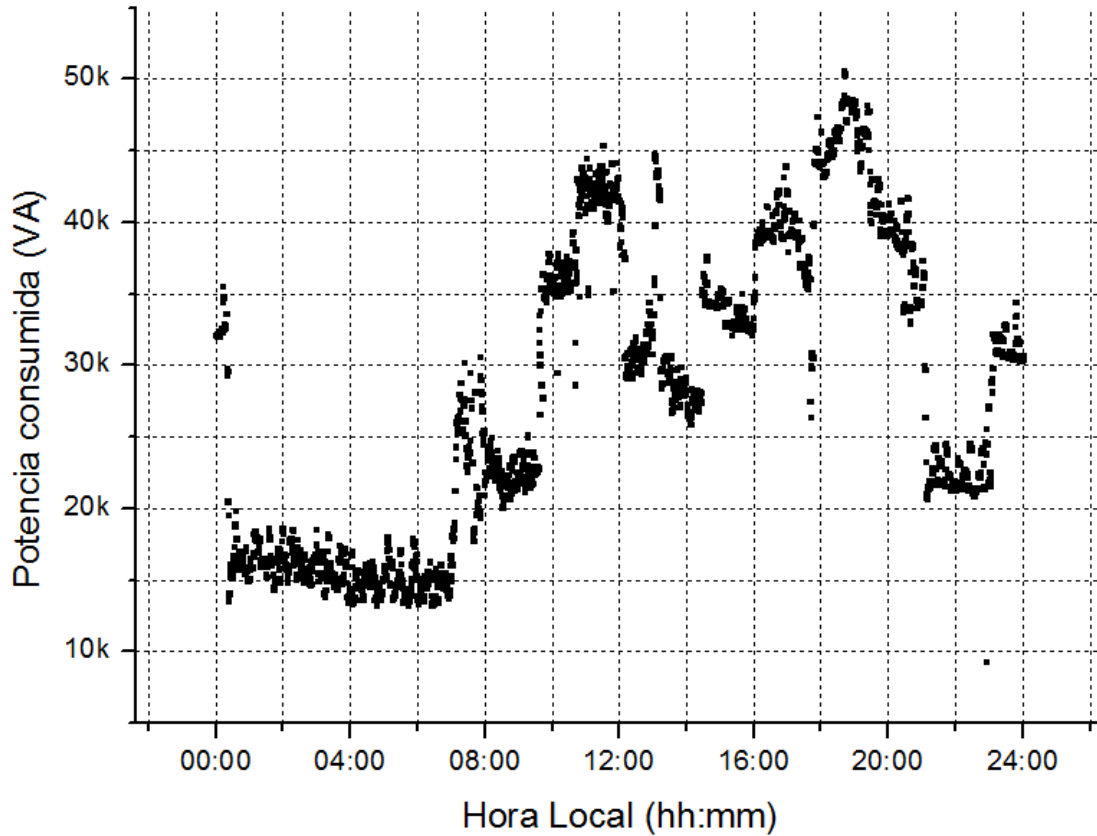


Figura 6.21: Potencia aparente consumida (VA) el 12 de Julio de 2013.

En la figura 6.21 podemos observar la representación gráfica que presenta la potencia aparente consumida por el sistema frente a todas las horas del día.

Vemos que dichos valores representan una curva definida con valores mínimos de 9 kVA en un instante de tiempo. Con respecto al valor máximo, en este caso, es de 50.5 kVA.

En ningún momento representa valores negativos ni nulos.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

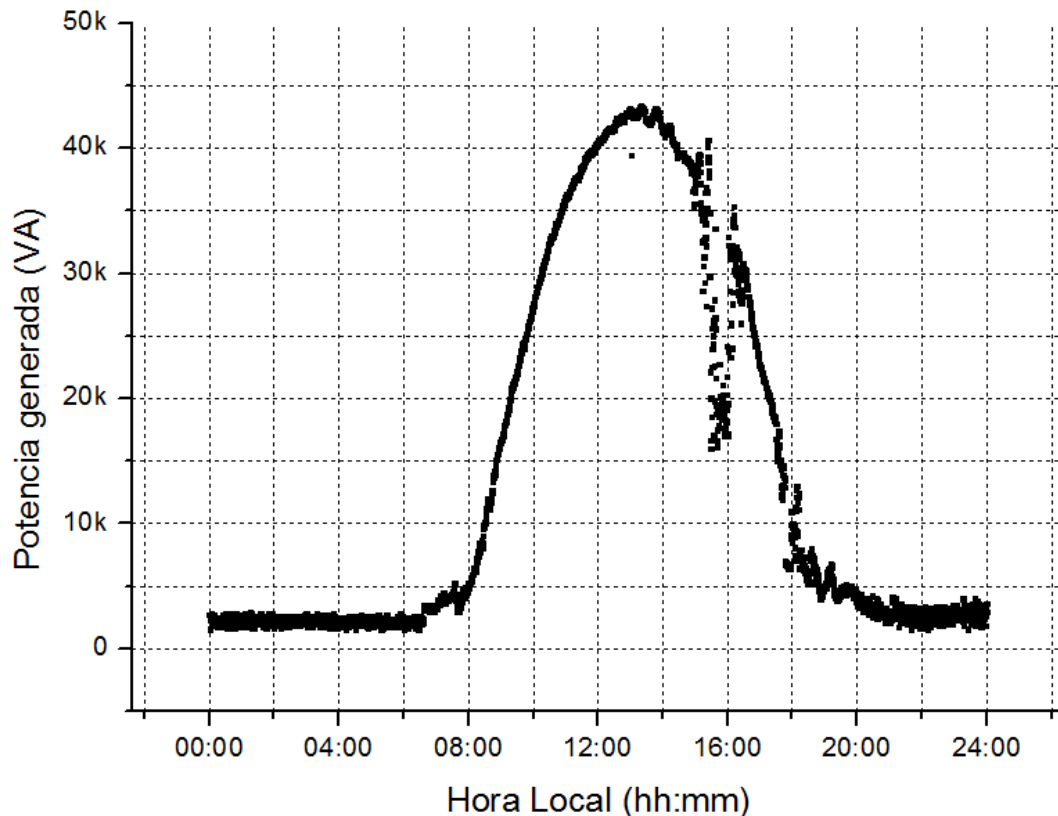


Figura 6.22: Potencia aparente generada (VA) el 12 de Julio de 2013.

Como vemos en la figura 6.22 la potencia aparente generada representa una curva definida, salvo en un intervalo de tiempo en el que sus datos son dispersos, a lo largo de todo el día estudiado.

Observamos que en ningún momento presenta valores nulos, su valor máximo corresponde a 42.5 kVA en un momento puntual y su valor mínimo, que es representado durante un intervalo grande de tiempo, es de 2.5 kVA.

Comparando la potencia aparente consumida y generada, vemos que el valor máximo de la potencia consumida, 50.5 kVA, es mayor que el máximo de la generada, 42.5 kVA. Y con respecto a los valores mínimos, tampoco coinciden, para la potencia aparente consumida el mínimo es de 9 kVA y para la generada es de 2.5 kVA.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

6.1.3. Fecha: 14 de Julio de 2013.

A continuación se muestra la irradiancia obtenida para un día completo.

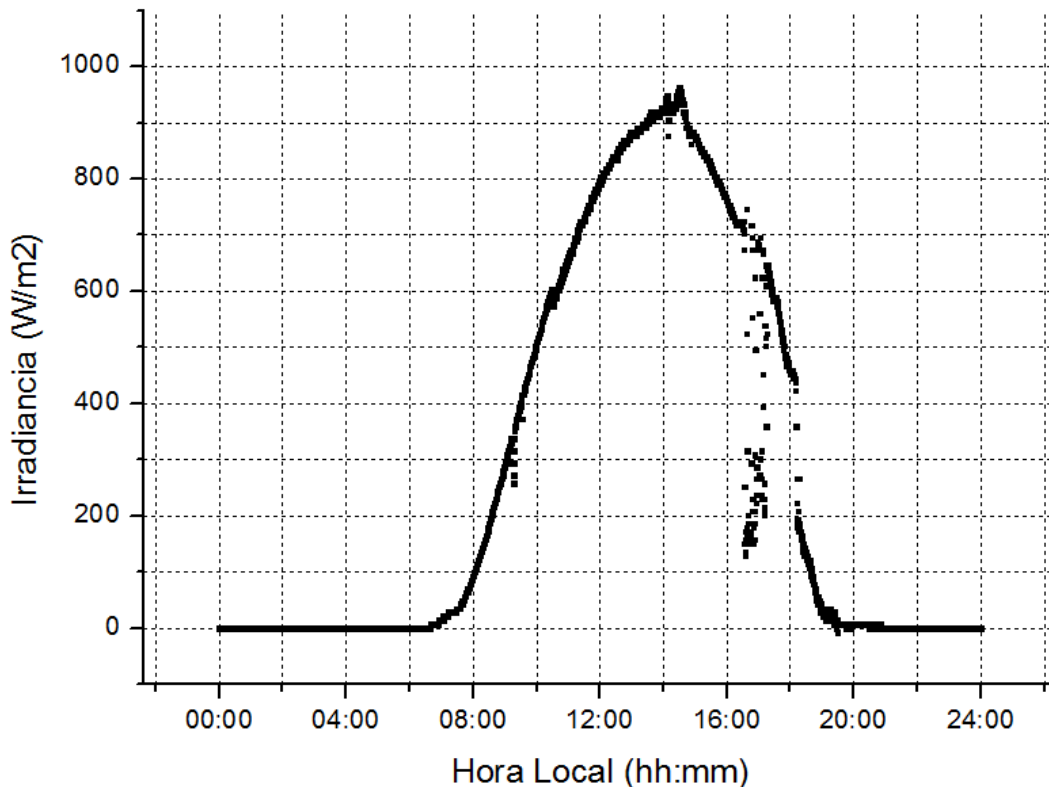


Figura 6.23: Irradiancia (W/m2) vs Hora Local (hh:mm) del 14 de Julio de 2013.

La figura 6.23 corresponde a la irradiancia que en este caso hace referencia a un día soleado ya que sus valores bastante altos. Vemos que existen unos intervalos de tiempo en los que el valor de dicha irradiancia es cero, esto se debe a que son horas sin sol, dicho intervalo se da desde las 00:00 horas de la noche hasta las 6:30 horas de la mañana y desde las 20:00 horas hasta las 00:00 horas de la noche.

Como se puede ver hay una franja horaria muy pequeña desde las 16:30 horas hasta las 17:30 horas de la tarde dónde la gráfica no es una curva definida; esto es debido a que durante ese periodo el día ha estado nublado.

Observando la gráfica vemos que el valor máximo que ha existido durante todo el día ha presentado un valor de 950 W/m2.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

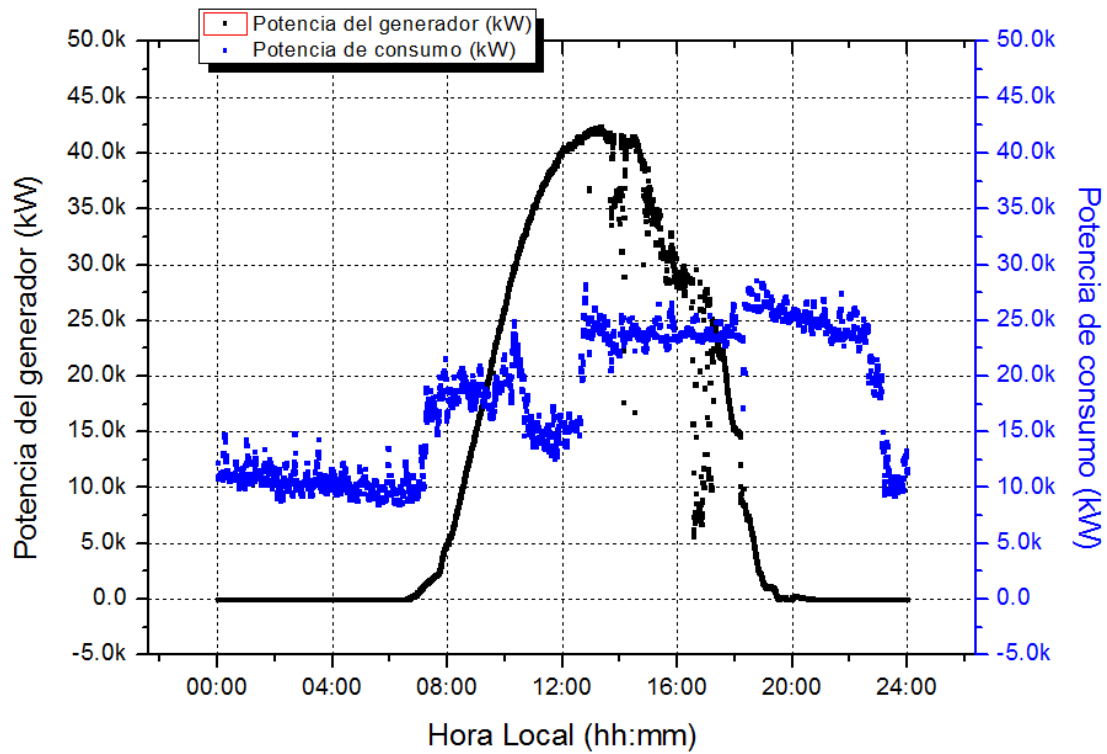


Figura 6.24: Potencia total consumida (kW) y Potencia total generada (kW) vs Hora Local (hh:mm) del 14 de Julio de 2013.

Podemos ver en la figura 6.24 que están representadas la potencia total consumida y generada. Vemos que hay unos intervalos de tiempo donde la potencia de consumo es mayor que la potencia del generador. Cuando ocurre esto, toda la energía abastecida al consumo proviene de las baterías.

También vemos que se da el caso contrario, es decir, cuando la potencia del generador es mayor a la potencia del consumo, el consumo de nuestro sistema se abastece enteramente desde el generador fotovoltaico. El resto de la energía se emplea para cargar las baterías.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

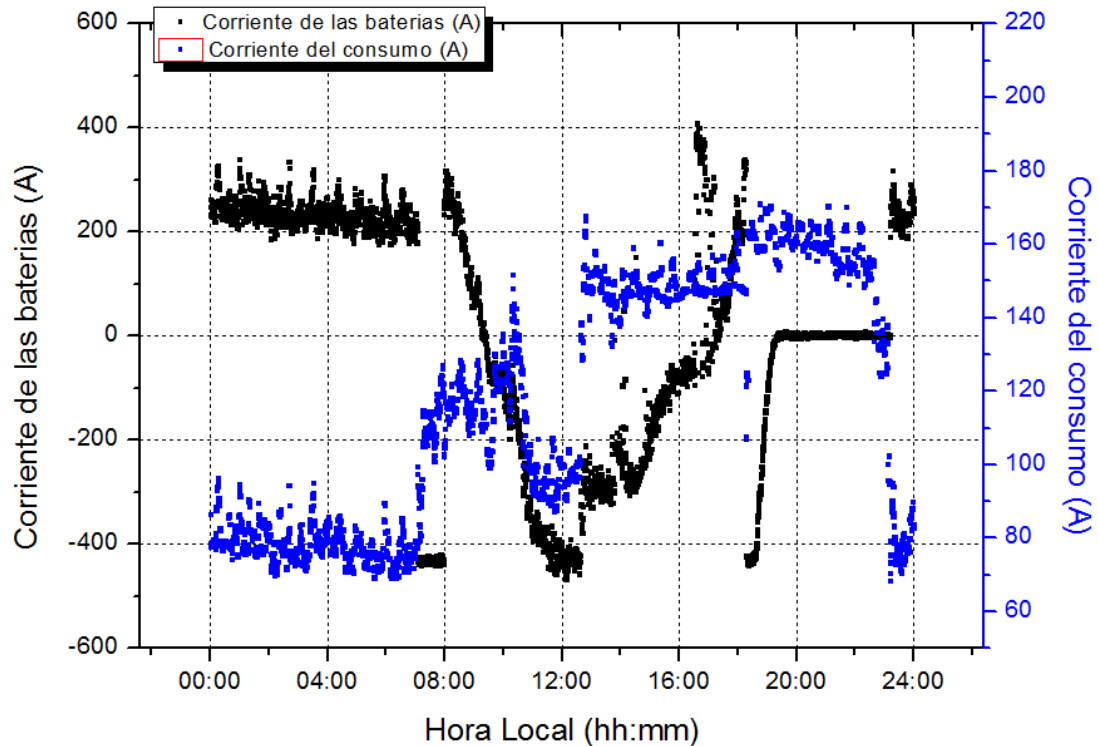


Figura 6.25: Evolución de la corriente del consumo (A) y de la corriente de las baterías (A) del 14 de Julio de 2013.

En la figura 6.25 vemos representada la evolución de la corriente del consumo y la corriente de las baterías a lo largo de todo el día estudiado.

Podemos observar que si existe un valor negativo de la corriente de las baterías es que éstas están suministrando corriente al sistema, mientras que un valor positivo indica que las baterías se están cargando.

El generador diesel entra en operación cuando las baterías están descargadas y no pueden seguir cediendo corriente a nuestro sistema.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

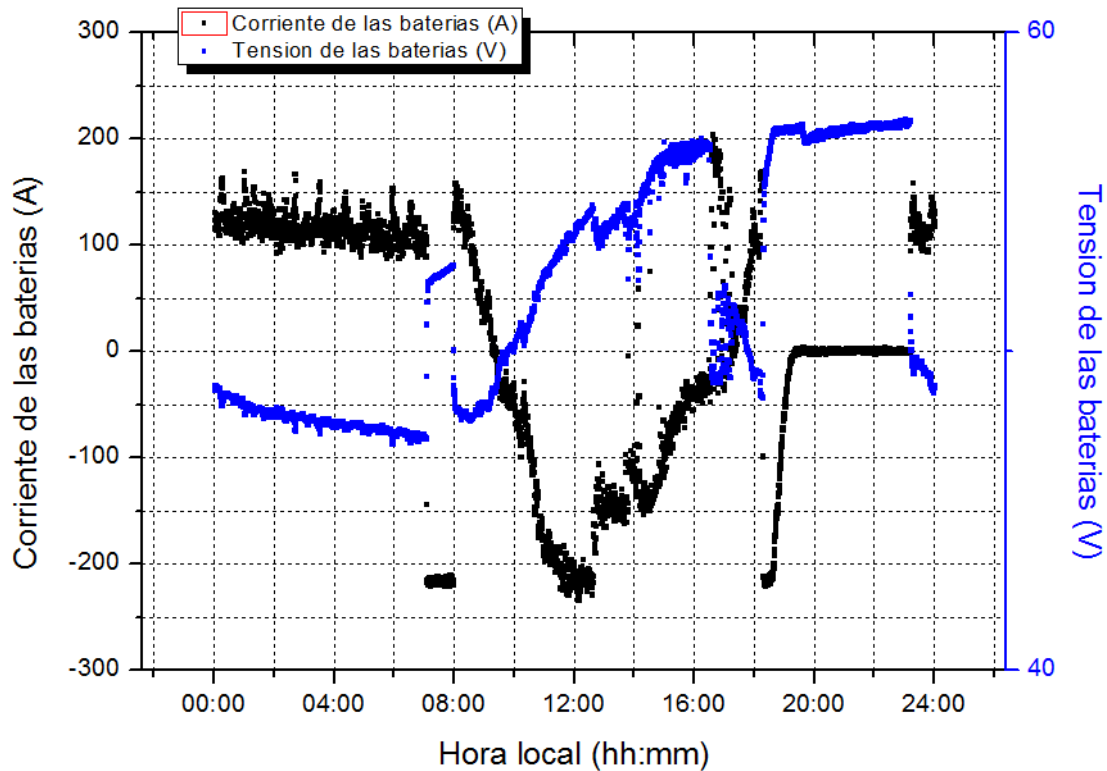


Figura 6.26: Evolución de la tensión (V) y de la corriente (A) de las baterías del 14 de Julio de 2013.

En la figura 6.26 se han representado dos datos relevantes de las baterías, la tensión y la corriente, a lo largo del día de estudio.

Como podemos observar mientras la corriente de las baterías es casi constante a unos 125 A aproximadamente, durante un intervalo grande de tiempo, la tensión de las baterías disminuye desde -40 V hasta -80 V.

Podemos darnos cuenta también que cuando la corriente de las baterías es nula desde las 19:00 horas de la tarde hasta las 23:00 horas de la noche, la tensión de las baterías aumenta ligeramente desde 56 V hasta 57 V.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

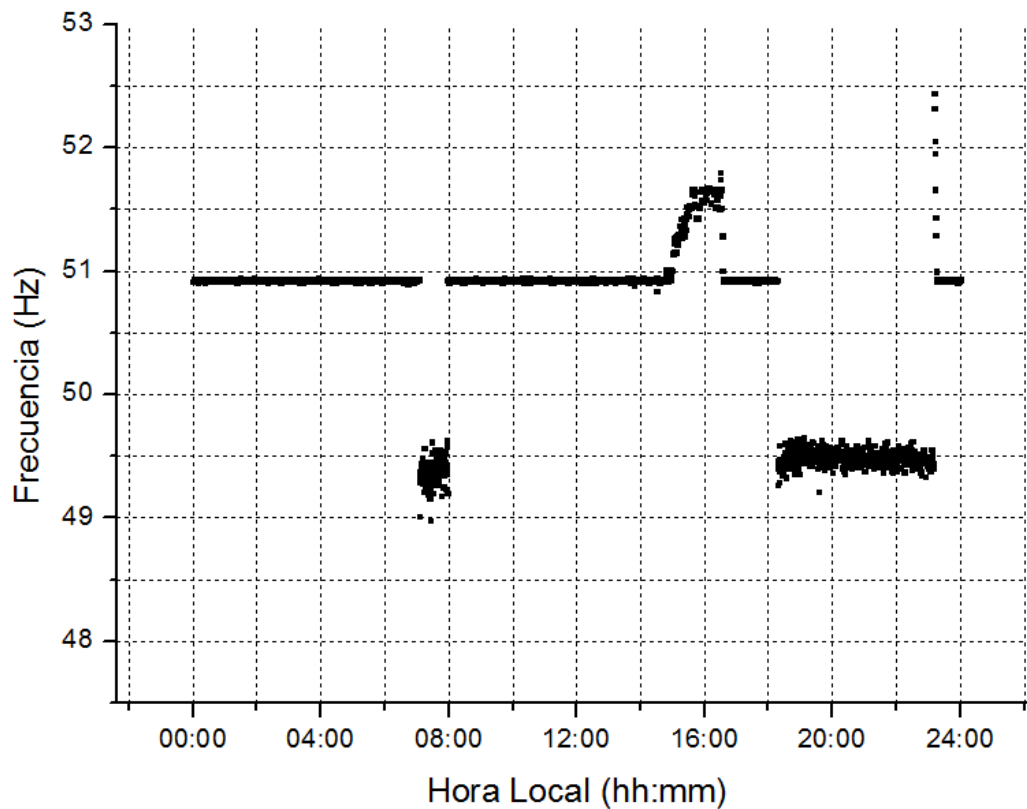


Figura 6.27: Evolución de la frecuencia (Hz) respecto de la hora local del 14 de Julio de 2013.

Como podemos observar en la figura 6.27 están representados los valores que adopta la frecuencia a lo largo del día.

Vemos en la gráfica que cuando la frecuencia se mantiene constante a casi 51 Hz sabemos que está actuando el inversor bidireccional, que recibe corriente continua de las baterías y la convierte en corriente alterna que cede a nuestro sistema.

Por el contrario cuando observamos que la frecuencia no es tan constante y oscila 49.2 Hz y 49.7 Hz sabemos que el que está actuando en este caso es el generador diesel que aporta al sistema directamente corriente alterna.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

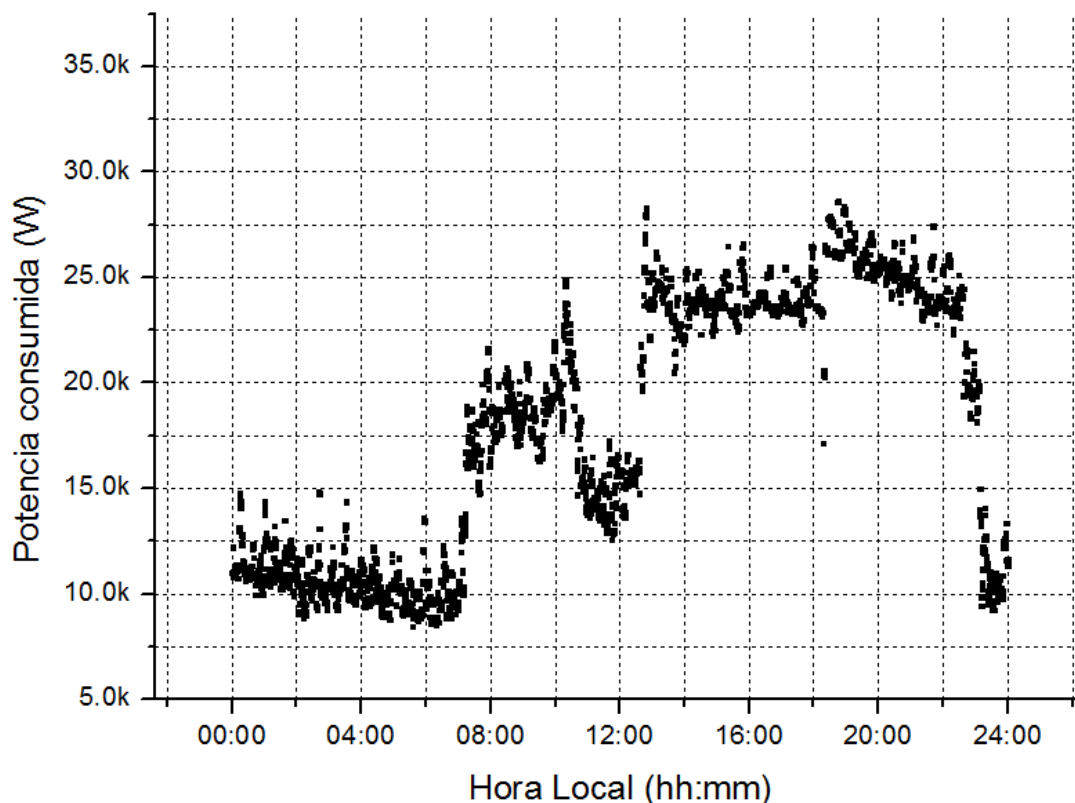


Figura 6.28: Potencia activa consumida (W) el 14 de Julio de 2013.

En la figura 6.28 ha sido representada la potencia activa consumida con respecto a la hora local.

Podemos ver en dicha gráfica cuáles son los valores máximos y mínimos de la potencia. Se observa que el valor mínimo de dicha potencia activa es de 8 kW; y el valor máximo que alcanza es de 28 kW.

Los valores de dicha potencia durante todo el día, como vemos en la figura, no crean una curva definida sino que sus valores oscilan constantemente, incluso llegando a dar saltos grandes en su valor y teniendo valores puntuales para un determinado instante de tiempo.

Nos damos cuenta que en este día estudiado el sistema consume menos potencia activa que en los otros dos días de estudio. El día 9 de julio el sistema consumía como valor máximo de potencia activa 42.5 kW y para el día 12 de julio adquiría un valor máximo de 38 kW, en cambio en este día estudiado vemos que tenemos un valor máximo de 28 kW, bastante menor si lo comparamos.

Con respecto al valor mínimo en los tres casos es muy parecido siendo para los dos primeros días 7.5 kW y para este día de 8 kW.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

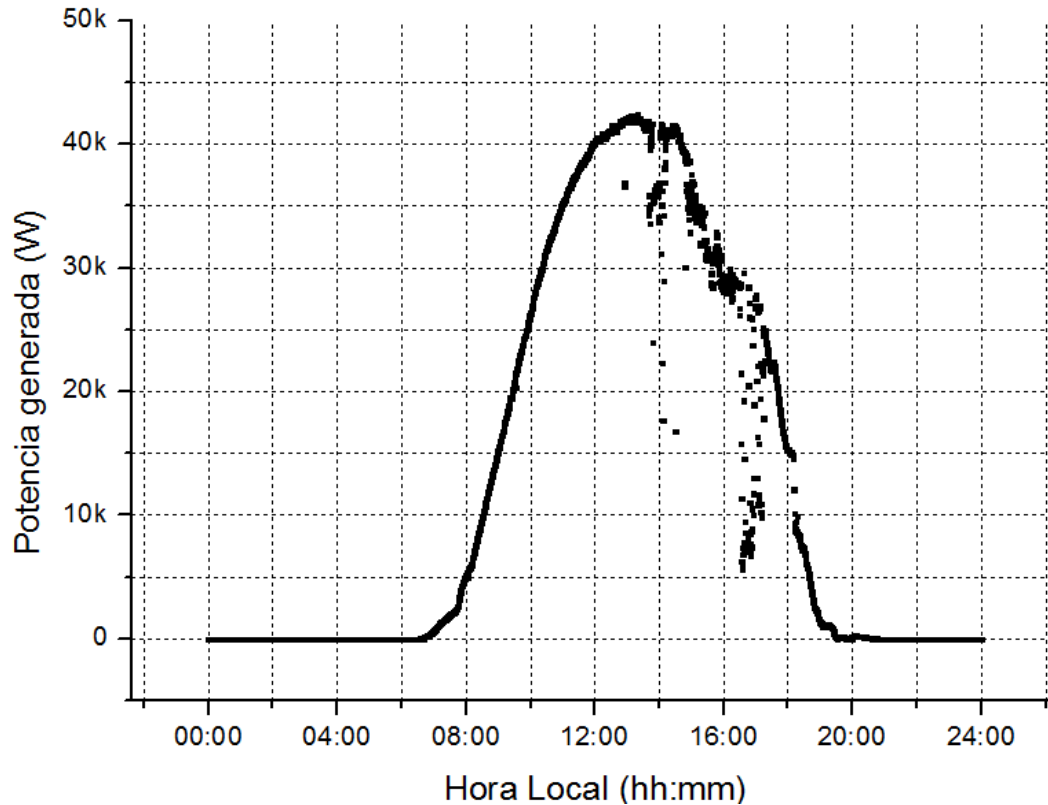


Figura 6.29: Potencia activa generada (W) el 14 de Julio de 2013.

En la figura 6.29 está representada la potencia activa generada por el sistema frente a todas las horas del día.

Como podemos ver presenta una curva definida, salvo en unos determinados intervalos de tiempo, llegando a alcanzar un valor máximo de 42.5 kW, que en este caso no coincide con el valor máximo de la potencia activa consumida, que es de 28 kW. Su valor mínimo es de 0 W, ya que hay franjas horarias en las que no se está generando potencia activa.

Por el contrario, como hemos podido observar anteriormente en la figura 6.28 siempre se consume potencia activa ya que su valor en ningún caso es nulo.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

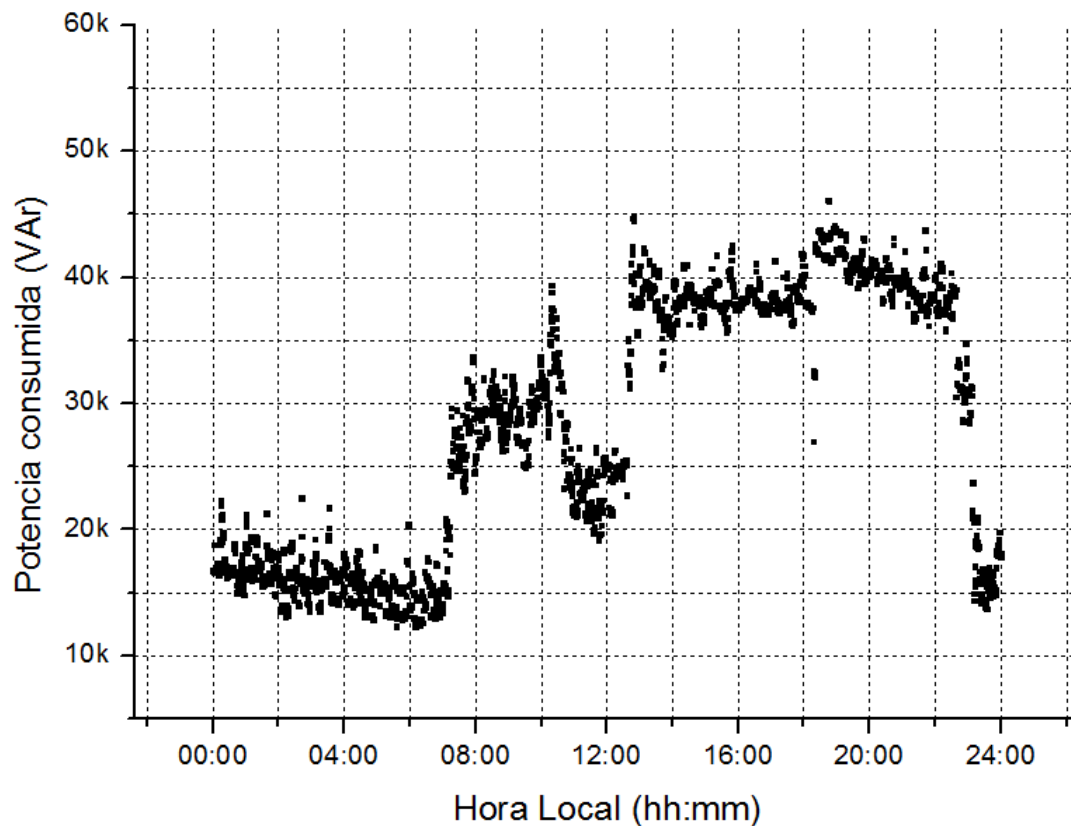


Figura 6.30: Potencia reactiva consumida (VAr) el 14 de Julio de 2013.

En la figura 6.30 podemos ver la evolución que presenta la potencia reactiva consumida durante todas las horas del día estudiado.

Vemos gráficamente cuál es el valor mínimo de dicha potencia que en este caso corresponde a 12 kVAr, y el valor máximo que es de 45 kVAr.

En este caso los datos no representan una curva definida, sino que como vemos dichos datos oscilan y además existen valores puntuales y muy diferenciados.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

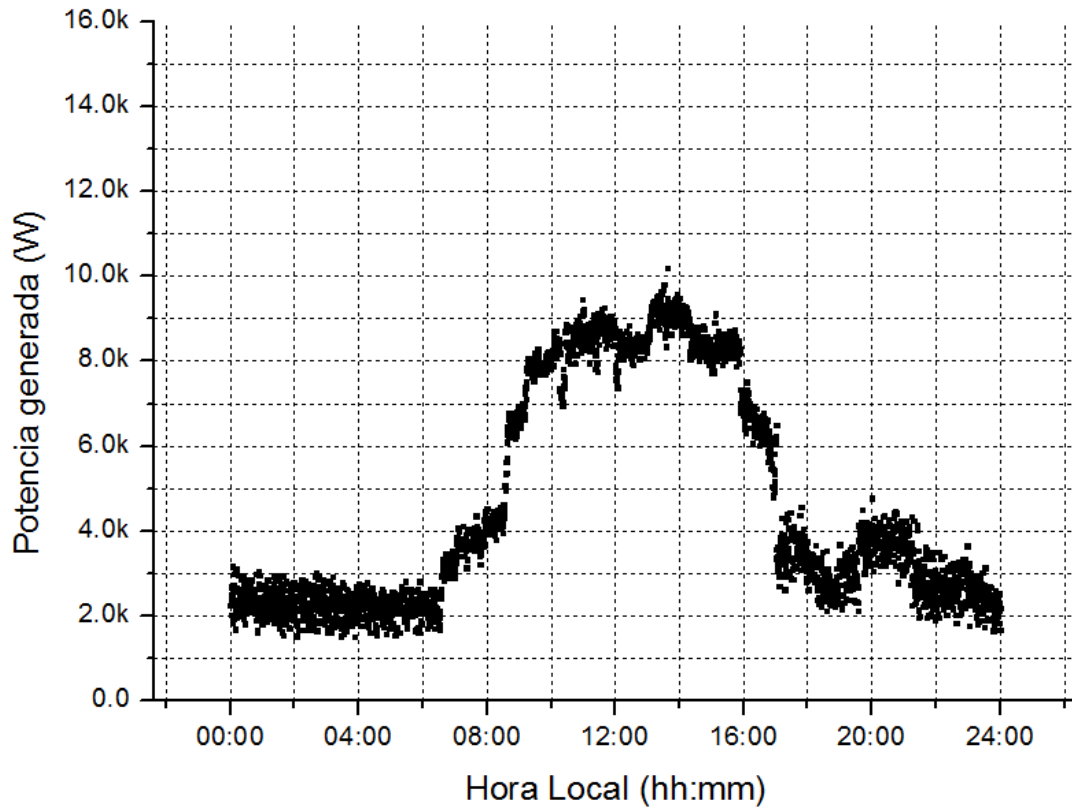


Figura 6.31: Potencia reactiva generada (VAr) el 14 de Julio de 2013.

En la figura 6.31 vemos que la potencia reactiva generada representa una curva bastante definida, exceptuando algunos intervalos.

Podemos observar que su máximo valor es de 10 kVAr y que su mínimo valor es de 1.5 kVAr.

Si relacionamos la representación gráfica de la potencia reactiva consumida y de la generada nos damos cuenta que no presentan similitudes. Sus valores máximos y mínimos son muy diferentes.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

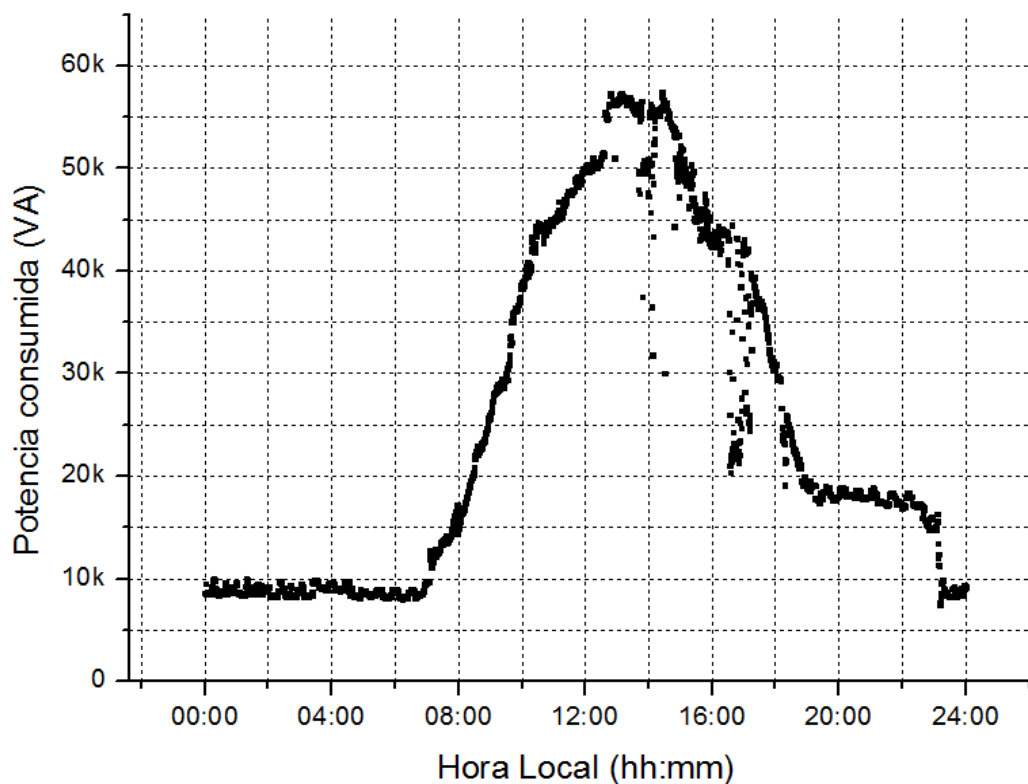


Figura 6.32: Potencia aparente consumida (VA) el 14 de Julio de 2013.

En la figura 6.32 podemos observar la representación gráfica que presenta la potencia aparente consumida por el sistema frente a todas las horas del día que ha sido estudiado.

Vemos que dichos valores representan una curva definida con valores mínimos de 8 kVA en un intervalo definido de tiempo desde las 00:00 horas de la noche hasta las 7:00 horas de la mañana. Con respecto al valor máximo, en este caso, es de 55 kVA.

En ningún momento dicha potencia representa valores nulos ni negativos.

Capítulo 6: Análisis de los resultados experimentales.

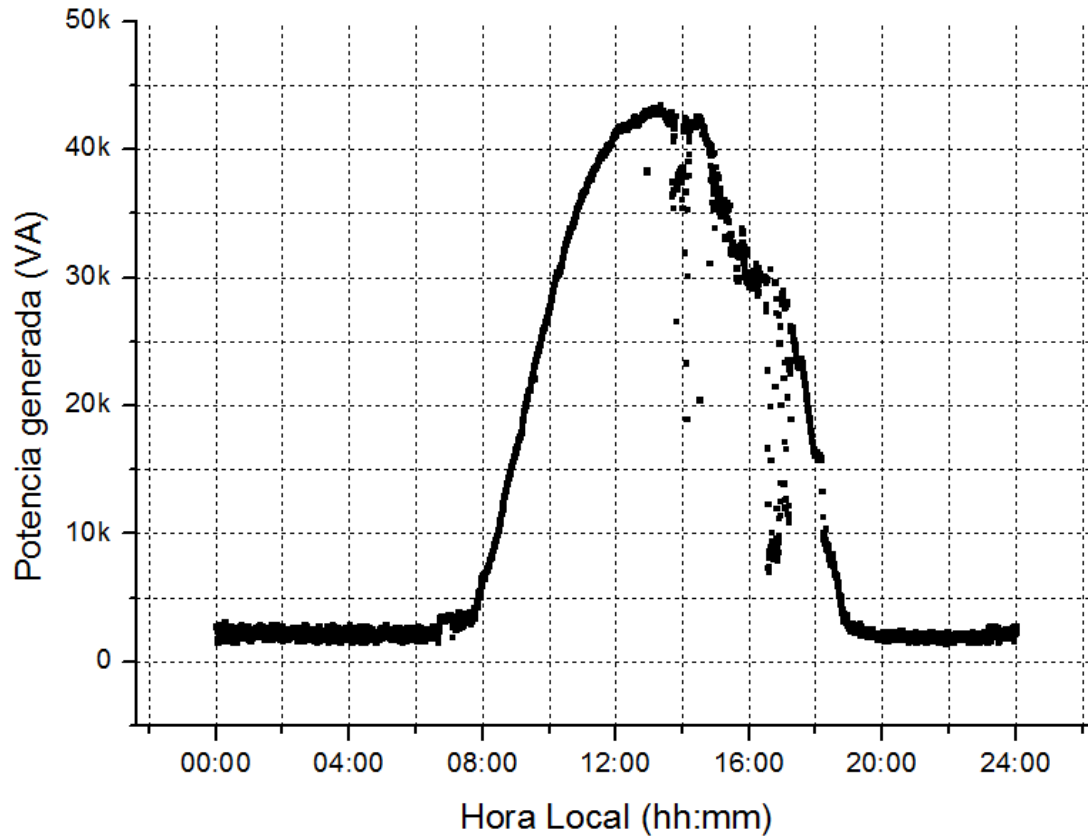


Figura 6.33: Potencia aparente generada (VA) el 14 de Julio de 2013.

Podemos ver en la figura 6.33 como la potencia aparente generada representa una curva definida a lo largo de todo el día estudiado, exceptuando algunos intervalos.

Observamos que en ningún momento presenta valores nulos, su valor máximo corresponde a 42.5 kVA en un momento puntual y su valor mínimo, que es representado durante un intervalo grande de tiempo, es de 2.5 kVA.

Comparando la potencia aparente consumida y generada, de los tres días estudiados observamos que los tres presentan el mismo valor mínimo de potencia aparente generada, 2.5 kVA, y el mismo valor máximo, 42.5 kVA.



Capítulo 7:

CONCLUSIONES

Capítulo 7: Conclusiones.

7. Conclusiones.

A partir del estudio y el análisis tanto de la energía fotovoltaica, de los sistemas híbridos y de nuestro sistema en concreto se ha llegado a las siguientes conclusiones:

- A causa de la gran demanda energética, sobre todo de origen fósil, se ha provocado un aumento en las emisiones contaminantes a la atmósfera, CO_2 , por tanto se ha elevado el número de problemas medioambientales ocasionados y la política presiona en la reducción de dichas emisiones. Esto ha provocado que el uso de energías renovables haya crecido notablemente.
- Se ha querido demostrar que los dispositivos actuales, en el campo de la fotovoltaica son eficaces, y que con ciertas mejoras podrían serlo en un futuro todavía más. Se hace necesario aportar a la investigación esfuerzo y dinero para que consigamos realizar un campo energético de tal forma que aprovechemos al máximo, sin desgastarlos, los recursos naturales que encontramos alrededor.
- Los resultados obtenidos del análisis de las distintas variables, para los distintos días estudiados, nos muestran que si el funcionamiento del sistema es adecuado en las horas centrales del día, la irradiancia es máxima y su potencia también lo es, en cambio sus eficiencias disminuyen en el resto del tiempo, que coincide con momentos de baja potencia y baja irradiancia.
- La irradiancia en el análisis realizado, en los días estudiados, presenta un valor máximo de 950 W/m^2 .
- Cuando la potencia de consumo es mayor que la potencia del generador, toda la energía abastecida al consumo proviene de las baterías; cuando se da el caso contrario, es decir, cuando la potencia del generador es mayor a la potencia del consumo, el consumo de nuestro sistema se abastece enteramente desde el generador fotovoltaico. El resto de la energía se emplea para cargar las baterías.
- Si existe un valor negativo de la corriente de las baterías es que éstas están suministrando corriente al sistema, mientras que un valor positivo indica que las baterías se están cargando.
- El generador diesel entra en operación cuando las baterías están descargadas y no pueden seguir cediendo corriente a nuestro sistema.
- Cuando la frecuencia se mantiene constante sabemos que está actuando el inversor bidireccional, que recibe corriente continua de las baterías y la convierte en corriente alterna que inyecta a nuestro sistema.



Capítulo 8:

REFERENCIAS

Capítulo 8: Referencias.

8. Referencias

8.1. Artículos y libros.

- Artículo: VICENTE SALAS MERINO. “Análisis de un sistema de autoconsumo híbrido autónomo fotovoltaico (Fotovoltaica + Diesel + Baterías) de 60 kW”.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. “A Snapshot of Global PV 1992 – 2012”.
- JOE SCHWARTZ. “AC Coupling in Utility-Interactive and Stand-Alone Applications”. August/September 2012.
- “Introducción al Diseño y Dimensionado de Instalaciones Solares Fotovoltaicas”. Autor: Miguel Alonso Abella. Editorial: Colección Era Solar Energías Renovables.
- “Fundamentos, Dimensionado y Aplicaciones de la Energía Solar Fotovoltaica (Volumen I)”. Autor: Serie de Ponencias. Editorial: Ciemat.
- “Practical handbook oh Photovoltaics. Fundamentals and Applications”. Tom Markvart & Luis Castañer, 2003.
- “Radiacion solar y Dispositivos fotovoltaicos”. Volumen II Electricidad solar fotovoltaica. Eduardo Lorenzo, 2006.
- Plan de Energías Renovables (PER) 2011-2020.

8.2. Páginas web.

- www.appa.es (Asociación de Productores de Energías Renovables.)
- www.solarweb.net (Energía solar.)
- www.ciemat.es (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas.)
- www.cleanergysolar.com (Energía limpia, renovable y eficiente.)
- www.outbackpower.com
- www.idae.es (Instituto para la Diversificación y Ahorro de Energía.)
- www.epia.org (European Photovoltaic Industry Association.)
- www.ptfv.org (Plataforma Tecnológica Fotovoltaica.)
- <http://es.krannich-solar.com/es/autoconsumo/normativa.html>



Capítulo 8: Referencias.

- <http://www.aenor.es> (La Asociación Española de Normalización y Certificación es una entidad dedicada al desarrollo de la normalización y la certificación en todos los sectores industriales y de servicios.)
- news.soliclima.com (Noticias de energía solar y desarrollo sostenible.)

8.3. Otros trabajos fin de grado.

- Análisis de los datos técnicos De los inversores Fotovoltaicos de conexión a Red. TFG: Álvaro Palomino Estebanz.
- Análisis del Comportamiento y de la Evolución Temporal de los Parámetros de un Inversor Fotovoltaico. PFC: Carlos Arroyo Martínez.
- Análisis y estudio del rendimiento De inversores integrados en los Sistemas fotovoltaicos de Conexión a red. PFC: Adriana Palomar Lozano.



Capítulo 9:

ANEXO

Capítulo 9: Anexo.

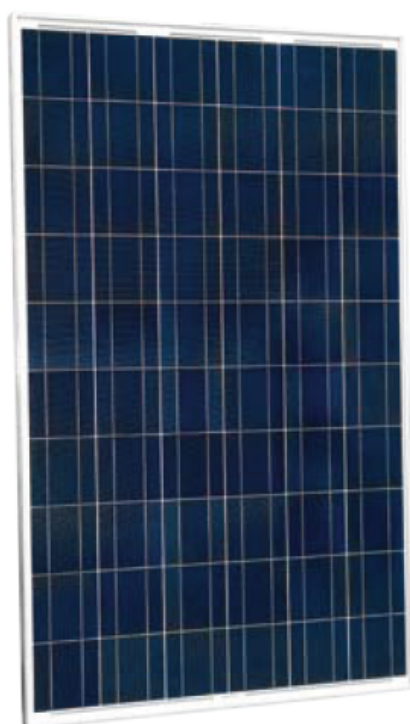
Capítulo 9: Anexo.

9.1. Características módulos fotovoltaicos LDK 235 P.

MÓDULOS POLICRISTALINOS



200P-205P-210P-215P-220P-225P-230P-235P-240P-245P-250P-20 (S)
NUEVOS TAMAÑOS



POR QUÉ LOS MÓDULOS SOLARES LDK

- Garantía en el rendimiento de potencia del módulo líder del sector
- Certificaciones internacionales de calidad, seguridad y rendimiento
- Módulos fabricados en establecimientos certificados ISO 9001
- Alta fiabilidad, con una clasificación de la potencia de pico garantizada de 0/+5W
- Póliza de seguro de las prestaciones del módulo (Munich RE)

GARANTÍAS

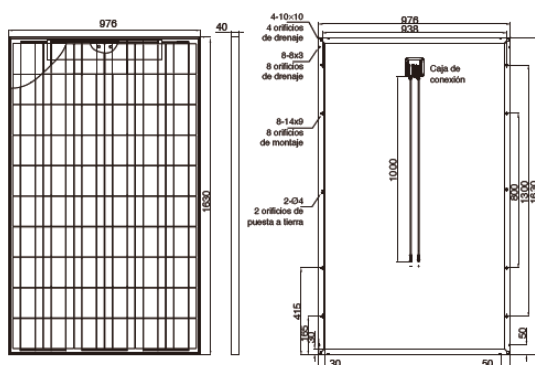
- 5 años para los defectos de material y fabricación
- 12 años para una potencia mínima garantizada del 90%
- 25 años para una potencia mínima garantizada del 80%

CERTIFICACIONES

- IEC: IEC 61215, IEC 61730 (1&2), conforme CE
- UL1703 2002/03/15 Ed:3 Rev: 2004/06/30
- ULC/ORD-C1703-01 segunda edición 2001/01/01
- UL y estándar canadiense para la seguridad de los colectores solares planos
- ISO9001:2008 Sistema de gestión de calidad
- Certificado CEC: los módulos poseen los requisitos necesarios para la obtención de incentivos en California
- PV Cycle: recogida gratuita del módulo y programa de reciclaje
- MCS The Microgeneration Certification Scheme UK

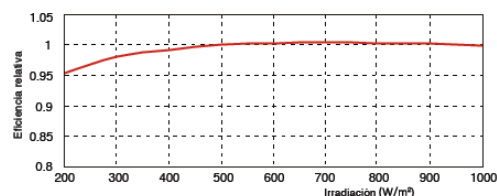


DIMENSIONES



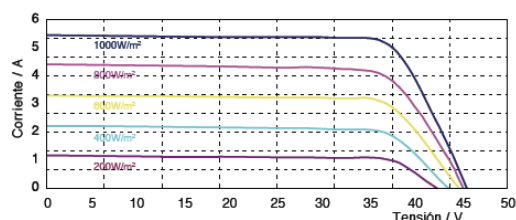
La tolerancia de las dimensiones de la longitud y de la anchura es ± 2 milímetros

PRESTACIONES CON NIVELES DE IRRADIACIÓN BAJOS



La típica variación de la eficiencia del módulo a niveles de irradiación de 200W/m² con respecto a 1000W/m² (ambos a 25°C y espectro AM 1.5) es inferior al 6%

CURVA IV A DISTINTOS NIVELES DE IRRADIACIÓN



Las gráficas anteriores, hacen referencia a LDK-220P-20(s)

Capítulo 9: Anexo.

CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS (STC*)

TIPO	160P-24(s)	165P-24(s)	170P-24(s)	175P-24(s)	180P-24(s)	185P-24(s)	190P-24(s)	195P-24(s)	200P-24(s)
Potencia nominal (Pmax) [W]	160	165	170	175	180	185	190	195	200
Tensión en Pmax (Vmp) [V]	35.1	35.4	35.9	36.1	36.4	36.8	37.2	37.5	37.8
Corriente en Pmax (Imp) [A]	4.60	4.68	4.76	4.87	4.96	5.02	5.1	5.2	5.3
Tensión de circuito abierto (Voc) [V]	43.2	43.6	44.0	44.3	44.6	44.9	45.1	45.3	45.5
Corriente de corto circuito (Isc)	4.95	5.04	5.13	5.21	5.28	5.51	5.6	5.69	5.78
La tolerancia de potencia +/-3% de la potencia nominal									
Tensión máxima del sistema					IEC: 1000V / UL: 600 V				
Eficiencia de la célula	14.66	15.12	15.58	16.04	16.49	16.95	17.41	17.87	18.33
Eficiencia del módulo	12.53	12.92	13.32	13.71	14.10	14.49	14.88	15.27	15.67

STC* (Standard Test Conditions): Irradiación 1000W/m², Temperatura módulo 25°C, masa de aire 1.5

RENDIMIENTO ELÉCTRICO AL NOCT

TIPO	160P-24(s)	165P-24(s)	170P-24(s)	175P-24(s)	180P-24(s)	185P-24(s)	190P-24(s)	195P-24(s)	200P-24(s)
Potencia nominal (Pmax)	116	120	123	127	130	134	138	141	145
Tensión en Pmax (Vmp)	31.7	32.3	32.6	33.1	33.6	33.6	34.1	34.6	35
Corriente en Pmax (Imp)	3.66	3.71	3.77	3.83	3.87	3.99	4.05	4.1	4.16
Tensión de circuito abierto (Voc)	39.8	40.1	40.5	40.8	41.1	41.3	41.5	41.7	41.9
Corriente de corto circuito (Isc)	4.01	4.08	4.15	4.22	4.27	4.46	4.53	4.6	4.67

NOCT: Irradiación 800W/m², Temperatura módulo 45± 2°C, masa de aire 1.5

CARACTERÍSTICAS TEMPERATURA

TIPO	LDK-P-24 Serie (s)
NOCT**	45±2°C
Coefficiente de temperatura Pmax	-0.47% / °C
Coefficiente de temperatura Voc	-0.34% / °C
Coefficiente de temperatura Isc	0.06% / °C
Valor máximo del fusible en serie	10 A
Temperatura de funcionamiento	-40 to +85°C
Temperatura de almacenamiento	-40 to +60°C

NOCT**: Temperatura nominal operativa celda Sol 800 W/m²; Aire 20°C; velocidad del viento 1 m/s

Capítulo 9: Anexo.

CARACTERÍSTICAS MECÁNICAS


TIPO	LDK-P-24 Serie (s)
Células solares	72 (6x12) células solares policristalinos de silicio de 125 x 125 mm
Superficie frontal	Espesor 3,2 mm, vidrio templado / vidrio AR de revestimiento
Superficie posterior	TPT (Tedlar-PET-Tedlar) / BBF
Encapsulante	EVA (Etileno vinil acetato)
Marco	Aleación de aluminio anodizado de doble capa
Diodos	6 diodos de bypass
Caja de conexión	Clasificado IP65
Conector	MC4 o conector compatible
Cables	Longitud: 950 mm / Sección: 4.0 mm ²
Dimensiones	1580 x 808 x 40 mm / 62.4 x 31.8 x 1.6 pulgadas (nuevas dimensiones)
Peso	15.6 kg / 34.4 lbs
Carga Máx.	Carga de viento: 2400Pa / Carga de nieve: 5400 Pa

CONFIGURACIÓN EMBALAJE

TIPO	LDK-P-24 Serie (s)
Configuración embalaje	25 pz./caja
Cantidad/Palet	50 pz./palet
Capacidad de carga	700 pz. / 40 ft (H)

9.2. Características inversor Fronius IG Plus 150 V – 3.

Fronius IG Plus 150 V-3



Zoom

Inversor trifásico con una potencia máxima de salida de 12,0 kW

SMART GRID READY

Máxima fuerza. Tres fases en un inversor de 12,0 kW para megainstalaciones: el inversor ideal para sistemas hasta el rango de MW.

La serie de inversores Fronius IG Plus es sinónimo de:

- + Máxima seguridad de rendimiento
- + Máxima fiabilidad
- + Primer equipo versátil

El Fronius IG Plus 150 V-3 también desempeña un papel importante en la gestión de la red a través de:

- + Posibilidad de inyectar energía reactiva
- + Inyección en trifásica
- + Contribuye a la estabilidad y fiabilidad de la red

Con el Fronius IG Plus 150 V-3 usted apuesta por la seguridad, en términos de gestión de la red, rendimiento y requisitos que pueden ser impuestos por las empresas de suministro de energía- hasta el rango de MW.

Datos técnicos

DATOS DE ENTRADA	Fronius IG Plus 150 V-3
Potencia máxima CC con coseno $\varphi=1$	12.770 W
Máx. corriente de entrada	55,5 A
Máx. corriente de cortocircuito por serie FV	83,4 A
Máx. tensión de entrada	600 V
Rango de tensión MPP	230 - 500 V
DATOS DE SALIDA	
Potencia nominal CA	12.000 W
Máx. potencia de salida	12.000 VA
Máx. corriente de salida	17,4 A
Máx. rendimiento	95,9 %
Rendimiento europeo	95,4 %
Rendimiento de adaptación MPP	> 99,9 %
Acoplamiento a la red	3~NPE 400 V / 230 V
Frecuencia	50 Hz / 60 Hz
Coeficiente de distorsión no lineal	< 3 %
Factor de potencia	0,75 - 1 ind./cap.
Consumo nocturno	< 1 W

Capítulo 9: Anexo.

DATOS GENERALES	
Dimensiones (altura x anchura x profundidad)	1.263 x 434 x 250 mm
Peso	49,2 kg
Tipo de protección	IP 54*
Concepto de inversor	Transformador AF
Refrigeración	Refrigeración de aire regulada
Instalación	Instalación interior y exterior
Margen de temperatura ambiente	-25 - +55°C
Humedad de aire admisible	0 - 95 %
EQUIPAMIENTO DE SEGURIDAD	
Medición del aislamiento CC	Advertencia/desconexión (según la configuración de país) con Riso < 600 kOhmnios
Comportamiento de sobrecarga	Desplazamiento del punto de trabajo, limitación de potencia
Seccionador CC	Integrado
INTERFACES	
Opcional con Fronius Datamanager	WLAN, Ethernet, Modbus TCP, 6 inputs digitales, 4 inputs/outputs digitales, Datalogger, Servidor web

Capítulo 9: Anexo.

9.3. Características baterías.

OPzS - bloques / Datos técnicos		12 V 1 OPzS 50	12 V 2 OPzS 100	12 V 3 OPzS 150	6 V 4 OPzS 200	6 V 5 OPzS 250	6 V 6 OPzS 300
Tipo de placas		OPzS 50 (SPg250)					
Tensión		12	12	12	6	6	6
Capacidad en Ah en regimen de descarga	1h	29	58	87	116	145	174
	3h	39	78	117	156	195	234
	5h	45	90	135	180	225	270
	10h	60	105	158	210	263	315
	100h	73	146	218	291	364	437
Intensidad de descarga en Amp.	1h	29	58	87	116	145	174
	3h	13	26	39	52	65	78
	5h	9	18	27	36	45	54
	10h	6,0	10,5	15,8	21,0	26,3	31,5
	100h	0,73	1,46	2,18	2,91	3,64	4,37
Tensión final - en V/E regimen de descarga	1h			1,71			
	3h			1,77			
	5h			1,78			
	10h			1,80			
	100h*			1,85			
Dimensiones en mm	L	272	272	380	272	380	380
	W	205	205	205	205	205	205
	h ₁	350	350	350	350	350	350
	h ₂	388	388	388	388	388	388
Peso en kg / Sin ácido / Con ácido		27,4	44,5	66,7	39,8	54,9	60,6
		36,6	53,3	76,2	48,5	65,3	72,8

Codigo de modelo

12 V 2 OPzS 100

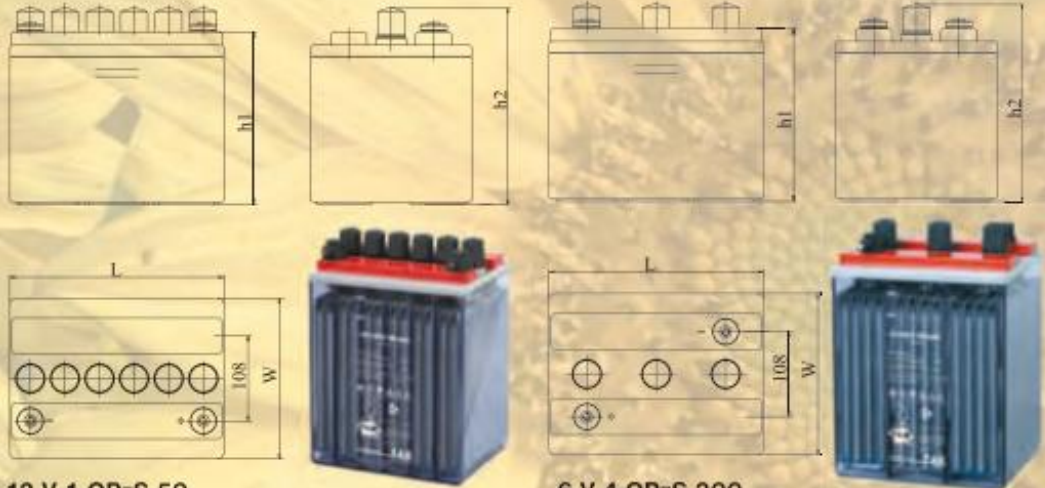
tensión nominal

cantidad de las placas positivas

placas tubulares para baterías estacionarias

capacidad C_{10} en regimen de descarga

Dimensiones



12 V 1 OPzS 50
12 V 2 OPzS 100
12 V 3 OPzS 150

6 V 4 OPzS 200
6 V 5 OPzS 250
6 V 6 OPzS 300

Capítulo 9: Anexo.

Tipo de elemento		2 OPzS 100	3 OPzS 150	4 OPzS 200	5 OPzS 250	6 OPzS 300	5 OPzS 350	6 OPzS 420	7 OPzS 490	6 OPzS 600	8 OPzS 800	10 OPzS 1000	12 OPzS 1200
Tipo de placas		OPzS 50 (SPg250)**					OPzS 70 (SPg315)			OPzS 100 (SPg445)			
Capacidad en Ah en regimen de descarga	1h	52	78	104	130	156	180	216	252	324	432	540	648
	3h	75	113	150	189	225	264	315	369	450	600	750	900
	5h	85	126	170	215	255	300	360	425	510	690	865	1040
	10h	100	150	200	250	300	350	420	490	600	800	1000	1200
	100h	151	226	301	376	452	527	632	737	903	1204	1510	1810
Intensidad de descarga en Amp.	1h	52	78	104	130	156	180	216	252	324	432	540	648
	3h	25	37,6	50	63	65	88	105	123	150	200	250	300
	5h	17	25,2	34	43	51	60	72	85	102	138	173	208
	10h	10	15	20	25	30	35	42	49	60	80	100	120
	100h	1,51	2,26	3,01	3,76	4,52	5,27	6,32	7,37	9,03	12,04	15,1	18,1
Tensión final - en V/E regimen de descarga	1h			1,79				1,74			1,73		
	3h			1,82				1,79			1,79		
	5h			1,83				1,81			1,81		
	10h			1,85				1,83			1,83		
	100h*			1,85				1,85			1,85		
Dimensiones en mm	a	103	103	103	124	145	124	145	166	145	191	233	275
	b	206	206	206	206	206	206	206	206	206	210	210	210
	h ₁	355	355	355	355	355	471	471	471	646	646	646	646
	h ₂	375	375	375	375	375	491	491	491	666	666	666	666
	e	-	-	-	-	-	-	-	-	-	80	110	140
Numero de terminales		2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	4	4
Peso en kg / Sin ácido / Con ácido		8,7 13,7	11 16	13 18	16 22	18 26	20 29	24 34	28 39	35 50	46 65	57 80	66 93
La densidad del electrolito de los elementos cargados es: 1,24±0,01 kg/l at 293°K (= +20°C)		* alrededor 25 °C ** En el caso de las baterías enroscables, la altura h2 se incrementa en 30 mm.											

9.4. Inversor/cargador Studer XTH- 8000-48.



La gama Xtender permite una libertad de uso inigualada gracias a sus múltiples funciones. En aplicación de base, reúne las funciones de inversor, cargador de baterías, sistema de transferencia y asistencia a la fuente. Estas funciones pueden combinarse y administrarse de manera totalmente automática para mayor comodidad de uso y una gestión óptima de la energía a disposición. Entrada remota y 2 contactos auxiliares ajustables. Esto permite, entre otros, el control automático de generadores diesel o el deslastre en caso de tensión baja de batería.

Características

- Eficiencia y sobrepotencia extraordinarias.
- Gestión y limitación perfecta de fuentes AC.
- Recorte de las puntas de consumo.
- Repartición automática de la potencia a disposición.
- Filtrado activo de los saltos de carga sobre el generador.
- Protección automática de las fuentes contra sobrecargas.
- Prioridad batería (prioridad a las fuentes renovables).
- Puesta en paralelo y trifásico hasta 9 unidades (72kVA).
- Potente cargador PFC multi-niveles.
- Tiempo de transferencia mínimo (de 0 a 15ms máx).
- Puesta en standby automática y eficaz.
- 2 contactos auxiliares programables (en opción para el XTS).
- AC coupling posible con cualquier tipo de inversor de conexión a red.
- XTS está protegido electrónicamente contra la inversión de polaridad.
- Visualización, programación y adquisición de datos integrado al módulo de comando RCC (en opción).
- Interactivo con el monitor de batería (BSP).
- Comunicación RS-232 para vigilancia remota.

Capítulo 9: Anexo.

Función Smart-Boost y filtro activo

Esta función permite interactuar directamente con la fuente AC (generador o red) y permite la realización de funciones esenciales como asistencia a la fuente y alisado de los saltos de carga sobre un generador.

Control remoto y centro de programación RCC-02 o 03

Permite un acceso controlado a muchos parámetros ajustables del Xtender. La configuración de la curva de carga de la batería, la programación de los contactos auxiliares y da acceso a una gran cantidad de opciones de funcionamiento.

Gran modularidad

Con la implementación de varias unidades es posible crear una fuente trifásica o ponerlas en paralelo para aumentar la potencia disponible sin costo adicional. Hasta 9 onduladores de la serie Xtender pueden ser combinados para obtener hasta 63 kW.

ENAIR ENERGY, S.L. Avenida Ibt, 44 | P.O. 182 C.P.03420 Castalla España C.I.F. B54483656
Tel. +34 965 560 018 | info@enair.es | www.enair.es



Inversores **STUDER XTENDER TECNOLOGÍA AISLADA**

Inversor Configuración de fábrica/rango ajustable con RCC-02 o RCC-03	XTS			XTM						XTH			
	900	1200	1400	1500	2000	2400	2600	3500	4000	3000	5000	6000	8000
Tensión nom.	12 V	24 V	48 V	12 V	12 V	24 V	48 V	24 V	48 V	12 V	24 V	48 V	48 V
Tensión entrada	9,5 - 17 V	19 - 34 V	38 - 68 V	9,5 - 17 V	9,5 - 17 V	19 - 34 V	38 - 68 V	19 - 34 V	38 - 68 V	9,5 - 17 V	19 - 34 V	38 - 68 V	38 - 68 V
Potencia cont. @ 25 °C	500 VA	650 VA	700 VA	1500 VA	2000 VA	2000 VA	2000 VA	3000 VA	3500 VA	2500 VA	4500 VA	5000 VA	7000 VA
Potencia 30 min. @ 25 °C	750 VA	900 VA	1000 VA	1500 VA	2000 VA	2400 VA	2600 VA	3500 VA	4000 VA	3000 VA	5000 VA	6000 VA	8000 VA
Potencia 5 sec. @ 25 °C	2,3 kVA	2,5 kVA	2,8 kVA	3,4 kVA	4,8 kVA	6 kVA	6,5 kVA	9 kVA	10,5 kVA	7,5 kVA	12 kVA	15 kVA	21 kVA
Carga máxima	Hasta corto circuito												
Carga asimétrica máxima	Hasta Pcont.												
Detección de carga (stand-by)	De 2 a 25 W												
Cos phi	0,1 - 1												
Rendimiento máx.	93%	93%	93%	93%	93%	94%	96%	94%	96%	93%	94%	96%	96%
Consumo OFF/Stand-by/ON(W)	1,1/1,4/7	1,2/1,5/8	1,3/1,6/8	1,2/1,4/8	1,2/1,4/10	1,4/1,6/9	1,8/2/10	1,4/1,6/12	1,8/2,1/14	1,2/1,4/14	1,4/1,8/18	1,8/2,2/22	1,8/2,4/30
Tensión de salida	Onda sinusoidal 230 Vac (+/- 2 %) / 120 Vac (también en versión 120 V/60 Hz, exceptuando XTH 8000-48)												
Frecuencia de salida	50Hz / 60 Hz +/- 0.05 % (controlado por cuarzo) (también en versión 120 V/60 Hz, exceptuando XTH 8000-48)												
Distorsión armónica	<2%												
Protección de sobrecarga y corto circuito	Desconexión automática con 3 intentos de reinicio												
Protección de sobre temperatura	Alarma antes de corte y reinicio automático												

Capítulo 9: Anexo.

Cargador de batería

Caract. de carga	6 etapas: Bulk-Absorción-Flotación-Ecualización-Flotación reducida-Absorción periódica Número de etapas, umbrales, corriente de fin de etapa y tiempos completamente ajustables con el RCC-02/-03												
Corr. carga máx.	35 A	20 A	10 A	70 A	100 A	55 A	30 A	90 A	50 A	160 A	140 A	100 A	120 A
Compensación de temp.	Con BTS-01 o BSP 500/1200												
Ajuste de corriente de entrada	1 - 50 A												
Corrección de factor de potencia (PFC)	EN 61000-3-2												

Datos generales

Tensión máxima de entrada	150 a 265 Vac / 50 a 140 Vac (1)													
Frecuencia de entrada	45 - 65 Hz													
Corr. entrada max./salida max.	16/20 A	16/20 A	16/20 A	50/56 A	50/56 A	50/56 A	50/56 A	50/56 A	50/56 A	50/56 A	50/56 A	50/56 A	50/56 A	50/80 A
Tiempo de transferencia	<15 MS													
Contactos multifuncionales	Módulo ARM-02 con 2 contactos			2 contactos independientes (libres de potencial con 3 puntos, 16 Aac/5Adc)										
Peso	8,2 kg	9 kg	9,3 kg	15 kg	18,5 kg	16,2 kg	16,2 kg	21,2 kg	22,9 kg	34 kg	40 kg	42 kg	46 kg	
Dimensiones AxaxL (mm)	110x210x310			133x322x466							230x300x500			
Índice de protección	IP54			IP20										
Conformidad	Directiva CEM 2004/108/CE : EN 61000-6-1, EN 61000-6-3, EN 55014, EN 55022, EN 61000-3-2, 62040-2 Directiva de baja tensión 2006/95/CE : EN 62040-1-1, EN 50091-2, EN 60950-1													
Rango de temperatura de trabajo	De -20 a 55° C													
Humedad relativa de funcionamiento	100%			95% sin condensación										
Ventilación en opción	Módulo de ventilación ECF-01			Forzada a partir de 55° C										
Nivel acústico	<40dB / <45dB (sin/con ventilación)													
Garantía	5 años													

Opciones

Control remoto RCC-02 o RCC-03	Todos sí
Módulo XCOM-232i	Todos sí
Pasarela XCOM-MS	Todos sí
Módulo de entrada remota RCM-10 (3 m. de cable)	XTS y XTM - Sí / XTH - No
Módulo de comunicación TCM-01	XTS-Si/XTM y XTH-No
Módulo con 2 contactos auxiliares ARM-02	XTS-Si/XTM y XTH-No
Módulo de ventilación ECF-01	XTS-Si/XTM y XTH-No
Sensor de temperatura de batería BTS-01(3m)	Todos sí
Cable de comunicación para 3 ph y // CAB-RJ45-8-2	Todos sí
Marco de montaje X-Connect	XTS y XTM - No / XTH - Sí

